



Universidad de San Carlos de Guatemala

Facultad de Ingeniería

Escuela de Estudios de Postgrado

Maestría en Artes en Energía y Ambiente

**IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA RENOVABLE EN EL CIRCUITO DE
MEDIA TENSIÓN DE 13.8 KV LA TINTA, EN EL DEPARTAMENTO DE ALTA
VERAPAZ**

Ing. Douglas Eduardo Zeceña Aguirre

Asesorado por la Mtra. Inga. Berta Patricia Sagastume Osorio

Guatemala, octubre de 2018

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA RENOVABLE EN EL CIRCUITO DE
MEDIA TENSIÓN DE 13.8 KV LA TINTA, EN EL DEPARTAMENTO DE ALTA
VERAPAZ**

TRABAJO DE GRADUACIÓN
PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR:

ING. DOUGLAS EDUARDO ZECEÑA AGUIRRE
ASESORADO POR LA MTRA. INGA. BERTA PATRICIA SAGASTUME OSORIO

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE
MAESTRO EN ARTES EN ENERGÍA Y AMBIENTE

GUATEMALA, OCTUBRE DE 2018

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. Angel Roberto Sic Garcia
VOCAL II	Ing. Pablo Christian de León Rodríguez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Oscar Humberto Galicia Nuñez
VOCAL V	Br. Carlos Enrique Gomez Donis
SECRETARIA	Inga. Lesbia Magalí Herrera López

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

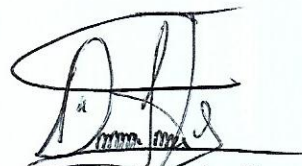
DECANO	Mtro. Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
EXAMINADOR	Mtro. Ing. Edgar Dario Alvarez Cotí
EXAMINADOR	Mtro. Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez
EXAMINADOR	Mtro. Ing. Juan Carlos Fuentes Montepeque
SECRETARIA	Mtra. Inga. Lesbia Magalí Herrera López

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA RENOVABLE EN EL CIRCUITO DE MEDIA TENSIÓN DE 13.8 KV LA TINTA, EN EL DEPARTAMENTO DE ALTA VERAPAZ

Tema que me fuera aprobado por la Dirección de la Escuela de Estudios de Postgrado, con fecha 7 de enero 2015.



Douglas Eduardo Zeceña Aguirre

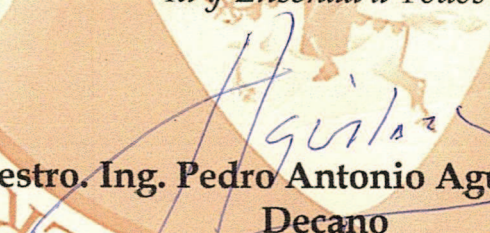
ACTO QUE DEDICO A:

Dios	Por concederme sabiduría e inteligencia para alcanzar esta meta, por ser el que me acompaña y siempre me levanta de mi continuo tropiezo.
Esposa	Ada Liz, por compartir su vida conmigo y brindarme siempre su amor y apoyo en todo momento, para finalizar esta meta.
Hija	Alison, por ser la bendición más grande que Dios nos ha dado junto con mi esposa.
Madre	Fuiste una mujer luchadora, siempre me llenaste de orgullo, nunca habrá manera de devolverte, por lo que te sacrificaste por mí y mis hermanos. Aunque ya no estés con nosotros, espero que donde quiera que Dios te tenga te sientas orgullosa de mí, porque sin lugar a dudas, este logro más ha sido gracias a tí.
Padre	Por darme tantos valiosos consejos y apoyarme en la culminación de mi carrera profesional.
Hermanos	Mónica, aunque ya no estés con nosotros, no sé dónde me encontraría de no ser por tu ayuda, tus consejos y tu cariño. Bibi, Melany y Michael, por desearme siempre lo mejor y contar con su cariño.

Ref.APT-2018-030

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Postgrado, al Trabajo de Graduación de la Maestría en Artes en Energía y Ambiente titulado: **"IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA RENOVABLE EN EL CIRCUITO DE MEDIA TENSION DE 13.8 KV LA TINTA, EN EL DEPARTAMENTO DE ALTA VERAPAZ"** presentado por el Ingeniero Mecánico Eléctrico Douglas Eduardo Zeceña Aguirre, procede a la autorización para la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

"Id y Enseñad a Todos"
Maestro. Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco

Decano

Facultad de Ingeniería

Universidad de San Carlos de Guatemala



Guatemala, octubre de 2018.

Cc: archivo/L.Z.L.A.

Ref.APT-2018-030

El Director de la Escuela de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer el dictamen y dar el visto bueno del revisor y la aprobación del área de Lingüística al Trabajo de Graduación titulado **"IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA RENOVABLE EN EL CIRCUITO DE MEDIA TENSIÓN DE 13.8 KV LA TINTA, EN EL DEPARTAMENTO DE ALTA VERAPAZ "** presentado por el Ingeniero Mecánico Eléctrico **Douglas Eduardo Zecaña Aguirre**, correspondiente al programa de Maestría en Artes en Energía y Ambiente; apruebo y autorizo el mismo.

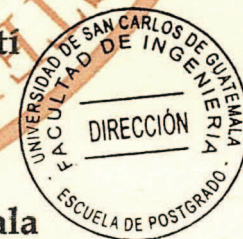
Atentamente,

"Id y Enseñad a Todos"

Maestro. Ing. Edgar Darío Álvarez Coti
Director

Escuela de Estudios de Postgrado
Facultad de Ingeniería

Universidad de San Carlos de Guatemala



Guatemala, octubre de 2018.

Cc: archivo/L.Z.L.A.

Ref.APT-2018-030

Como Coordinador de la Maestría en Artes en Energía y Ambiente doy el aval correspondiente para la aprobación del Trabajo de Graduación titulado **"IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA RENOVABLE EN EL CIRCUITO DE MEDIA TENSION DE 13.8 KV LA TINTA, EN EL DEPARTAMENTO DE ALTA VERAPAZ"** presentado por el Ingeniero Mecánico Eléctrico **Douglas Eduardo Zecaña Aguirre**.

Atentamente,

"Id y Enseñad a Todos"

Maestro Ing. Juan Carlos Fuentes Montepeque
Coordinador(a) de Maestría
Escuela de Estudios de Postgrado
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala



Guatemala, octubre de 2018.

Cc: archivo/L.Z.L.A.

Ref.APT-2018-030

En mi calidad como Asesora del Ingeniero Mecánico Eléctrico **Douglas Eduardo Zecaña Aguirre** doy el aval correspondiente para la aprobación del Trabajo de Graduación titulado **"IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA RENOVABLE EN EL CIRCUITO DE MEDIA TENSIÓN DE 13.8 KV LA TINTA, EN EL DEPARTAMENTO DE ALTA VERAPAZ"** quien se encuentra en el programa de Maestría en Artes en Energía y Ambiente en la Escuela de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala.

Atentamente,

*"Id y Enseñad a Todos"***PATRICIA SAGASTUME**
Ingeniero Electrónico
Colegiado 5612

Maestra. Inga. Berta Patricia Sagastume Osorio de Santos
Asesor(a)
Maestra en Administración de Empresas

Guatemala, octubre de 2018.

Cc: archivo/L.Z.L.A.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	VII
ÍNDICE DE TABLAS.....	XI
LISTA DE SÍMBOLOS	XIII
GLOSARIO	XV
RESUMEN.....	XIX
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	XXI
OBJETIVOS.....	XXIII
RESUMEN DEL MARCO METODOLÓGICO.....	XXV
INTRODUCCIÓN.....	XXXIX
1. LA GENERACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN GUATEMALA.....	1
1.1. Generación de energía.....	1
1.1.1. Panorama actual	3
1.1.2. Demanda de energía eléctrica	7
1.1.3. Balance energético nacional	12
1.1.4. Matriz energética.....	15
1.1.5. Regulación del sector eléctrico.....	18
1.2. Políticas energéticas	25
1.2.1. Políticas de desarrollo de energías renovables.....	28
1.2.2. Impacto ambiental de la generación de energía eléctrica	29
1.3. Impacto ambiental de las distintas fuentes de generación de energía eléctrica	33
1.3.1. Políticas y estrategia ambientales	40
1.3.2. Planes de mitigación	42
2. GENERACIÓN DISTRIBUIDA RENOVABLE	45
2.1. Reseña histórica.....	45

2.2. Conceptos generales	50
2.3. Tecnologías disponibles.....	53
2.3.1. Solar.....	53
2.3.2. Eólica	54
2.3.3. Hidráulica	55
2.3.4. Biomasa	56
2.4. Comparación de la generación distribuida con la generación convencional.....	57
2.5. Aspectos importantes de la norma técnica de conexión vigente de Guatemala	58
2.6. Integración de la generación distribuida renovable a las redes de distribución	65
2.6.1. Condiciones técnicas	66
2.6.1.1. La GD en redes eléctricas existentes	66
2.6.1.2. La GD en sistemas aislados.....	66
2.6.2. Aspectos económicos	66
2.6.2.1. El sistema de generación distribuida versus el sistema tradicional.....	66
2.6.2.2. Mundo económico y la industria eléctrica.....	67
2.6.3. Aspectos tecnológicos	69
2.6.3.1. Máquinas miniaturizadas.....	69
2.6.3.2. Tecnología modular.....	69
2.6.4. Aspectos medio ambientales	69
2.6.5. La generación distribuida y las fuentes de energía renovables .	70
2.6.5.1. Fuente de energía renovable	70
2.6.5.2. Conexión a la red de la generación distribuida.....	70
2.6.6. Tecnologías de generación empleadas en la GD	72
2.6.6.1. Motores de combustión interna a base de combustibles fósiles.	72

2.7.1.1. Caudal ecológico.....	105
2.7.1.1.1. Métodos para la determinación del caudal ecológico.....	106
2.7.2. Emisiones a la atmosfera.....	108
2.7.3. Contaminación electromagnética.....	109
2.7.4. Contaminación química	113
2.7.5. Contaminación visual.....	114
 3. GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN LA TINTA.	115
3.1. Análisis técnico	115
3.1.1. Especificaciones de la red de media tensión	115
3.1.1.1. Conductores eléctricos.....	116
3.1.1.2. Aislamiento	117
3.1.1.3. Postes.....	119
3.1.1.4. Crucetas	121
3.1.1.5. Retenidas.....	121
3.1.1.6. Cimentaciones	122
3.1.1.7. Transformadores de distribución	122
3.1.1.8. Protección y maniobra.....	125
3.1.1.9. Puestas a tierra	127
3.1.2. Topología de la red de distribución	128
3.1.3. Análisis de flujos de carga de la red por medio de <i>Software NEPLAN</i>	134
3.1.3.1. Demanda de la red de distribución La Tinta.....	135
3.1.3.2. Escenarios de generación de potencia en la red de distribución	138
3.1.4. Confiabilidad de la red de distribución	140

3.2. Análisis financiero.....	145
3.2.1. Costo de inversión y factores que lo afectan.....	146
3.2.2. Otros costos de los proyectos hidroeléctricos	149
3.2.3. Parámetros de desempeño que afectan.....	150
3.2.4. Análisis financiero de la generación distribuida (2 MW) instalada en el circuito La Tinta por medio del <i>Software RETScreen</i>	153
3.2.5. Costo de las pérdidas eléctricas en la red de distribución.....	160
3.2.6. Comparación con generación de energíano renovable (hidroeléctrica vs térmica).....	162
3.2.6.1. Diferencias económico-financieras entre las centrales hídricas y térmicas	163
3.2.7. Ahorro de combustible	167
3.2.7.1. Cálculo de ahorro de combustible	170
3.3. Análisis de impacto ambiental	171
3.3.1. Metodología.....	172
3.3.2. Componentes ambientales.....	173
3.3.3. Evaluación de resultados.....	174
3.3.4. Aspectos relevantes de la generación hidraulica.....	175
3.3.5. Análisis de impacto ambiental en la construcción de la GDR..	176
3.3.6. Análisis de impacto ambiental en la operación de la GDR	178
3.3.7. Medidas de mitigación.....	181
3.3.8. Comparación con energía no renovable.....	185
3.3.9. Análisis de emisiones por medio del <i>Software RETScreen</i>	187
4. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS	191
4.1 Discusión de resultados	203

CONCLUSIONES	209
RECOMENDACIONES	211
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	213
ANEXOS.....	219

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Consumo de energía mundial por tipo proyecciones años: 1990-2035.....	4
2.	Demanda de energía por región proyección años: 1990-2040.....	5
3.	Costo promedio ponderado de la energía pagada por los consumidores período 2008-2040	6
4.	Suministro de electricidad y agua en Guatemala período: 2001-2017	6
5.	Demanda de energía y potencia del SNI años: 2014-2030	10
6.	Demanda máxima mensual de potencia de SNI años: 2011-2017	11
7.	Evolución de la energía consumida y la demanda máxima del SNI años: 2012- 2016	12
8.	Consumo energético nacional año: 2016	13
9.	Consumo energético histórico de electricidad nacional años: 2011-2017	13
10.	Consumo energético histórico de derivados del petróleo años: 2010-2017 .	14
11.	Consumo energético histórico del carbón mineral años: 2010-2017	15
12.	Matriz de generación de energía eléctrica en (%) enero a mayo 2018	16
13.	Matriz histórica de generación de energía eléctrica años: 2011-2017.....	17
14.	Matriz de generación eléctrica por tipo de recurso años: 2011-2017	17
15.	Estructura legal del subsector eléctrico	18
16.	Esquema de las instituciones del subsector eléctrico año: 2016.....	19
17.	Consumo de combustible por subsector años: 2005-2013.....	29
18.	Escenarios de emisiones de CO2 años: 1985-2035.....	30
19.	Tendencias de emisiones de CO2 años: 1985-2035.....	31
20.	Tendencia de emisiones de tCO2 de la industria energética años: 1980-2035	33
21.	Esquema de generación centralizada vrs generación distribuida.....	67

22.	Evolución de los costos de generación relacionada con la potencia.....	68
23.	Motor diésel de 500 kW	73
24.	Turbina de gas de 50 kW	74
25.	Diagrama del diseño de una micro turbina de doble eje	75
26.	Diagrama de una central hidroeléctrica.....	77
27.	Funcionamiento de una celda de combustible	78
28.	Evolución de la potencia de los aerogeneradores.....	80
29.	Capacidad instalada anual de aerogeneradores por región del mundo años: 2006-2014.....	81
30.	Arreglo fotovoltaico	82
31.	Parque fotovoltaico, configuración autosuficiente	83
32.	Aprovechamiento de la energía geotérmica para producción de electricidad	85
33.	Costos de inversión y eficiencia de las diferentes tecnologías de generación	86
34.	Escenarios de la GD conectada a una red de distribución.....	90
35.	Esquema representativo de una línea de transmisión	91
36.	Perfil de voltaje de un alimentador radial	92
37.	Diagrama fasorial de voltaje de una red radial.....	94
38.	Perfil de voltaje con y sin GD	95
39.	Perfil de voltaje GD conectado en un extremo de la red	96
40.	Pérdidas en función del nivel de penetración de la GD.....	98
41.	Pérdidas en redes de distribución en función del nivel de penetración de la GD para distintas tecnologías	99
42.	Esquema tradicional de una red eléctrica	99
43.	Esquema de un sistema de distribución.....	129
44.	Sistema de distribución radial	130
45.	Sistema de distribución con fuente alternativa	131
46.	Sistema con alternativa alimentación y generación distribuida	132
47.	Ubicación circuito de distribución 13.8 kV La Tinta	133

48.	Patrón de demanda diaria	135
49.	Simulación en NEPLAN sin GDR	136
50.	Patrón de regulación de voltaje diario en el punto de conexión sin GDR ...	137
51.	Patrón de pérdidas en la red diaria sin GDR	137
52.	Simulación en NEPLAN con GDR	138
53.	Patrón de regulación de voltaje diario en el punto de conexión con GDR ..	139
54.	Patrón de pérdidas en la red diaria en el punto de conexión con GDR	139
55.	Pérdidas en el circuito La Tinta proyectada anual en distintos escenarios.	140
56.	Costos de inversión para plantas de energía hidroeléctrica en función de la capacidad instalada	148
57.	Ubicación del proyecto	154
58.	Ubicación de datos meteorológicos estación Papaljá.....	155
59.	Precipitación estación Papaljá año: 1990-2010	155
60.	Selección del tipo de central de generación	156
61.	Ingreso de información de la central de generación	156
62.	Punto de referencia centrales de generación eléctrica	157
63.	Ingreso de capacidad de la turbina hidráulica	157
64.	Ingreso de costos anuales de operación y mantenimiento	158
65.	Presentación de resultados financieros del proyecto	159
66.	Flujo de efectivo acumulado por la central generadora	159
67.	Centrales hidroeléctricas y térmicas: costos de construcción, operación y mantenimiento	164
68.	Centrales hidroeléctricas y térmicas: costos marginales por fuente de generación.....	165
69.	Centrales hidroeléctricas y térmicas. costo total en tiempo	166
70.	Estimación de costos variables por generación semanal turbinas diésel ...	168
71.	Energía y costos de generación hidroeléctrica Chixoy años: 2012-2016 ...	169
72.	Placa de datos de un generador diésel	170
73.	Escenario 1 comparación combustible de carbón	189
74.	Escenario 2 comparación combustible de petróleo	190

ÍNDICE DE TABLAS

I.	Demanda máxima del SNI años: 2011-2017	9
II.	Matriz de generación eléctrica en GWh años: 2011-2017	16
III.	Matriz de generación eléctrica por tipo de recurso (%) años: 2011-2017.....	18
IV.	Escenarios propuestos del sistema de expansión nacional año: 2015.....	28
V.	Incremento de emisiones, según el sector años: 2013-2030.....	31
VI.	Incremento de emisiones, según el sector	32
VII.	Resumen de publicaciones investigadas.....	48
VIII.	Esquema europeo de redes eléctricas y niveles de conexión para GD. Los voltajes pueden variar para cada país.....	71
IX.	Características de las pilas de combustible.....	78
X.	Características y aplicaciones de las pilas de combustible	79
XI.	Eficiencia de los módulos FV comerciales	84
XII.	Valores típicos de líneas aéreas para 60 Hz	92
XIII.	Valores típicos de niveles de cortocircuito de la GD.....	100
XIV.	Metodologías hidrológicas	106
XV.	Metodologías hidráulicas	107
XVI.	Metodologías de simulación de habitat	108
XVII.	Estimación del ruido producido durante la construcción.....	109
XVIII.	Valores de exposición permisibles a campos eléctricos y magnéticos.....	112
XIX.	Campos eléctricos y magnéticos generados para una línea de 69 kV	113
XX.	Características de los conductores.....	116
XXI.	Características del aislamiento.....	119
XXII.	Características de los postes.....	120
XXIII.	Transformadores por nivel de voltaje	122
XXIV.	Características eléctricas de los transformadores	124
XXV.	Transformadores instalados en el circuito La Tinta	125
XXVI.	Cortacircuitos instalados en el circuito La Tinta.....	126

XXVII.	Características de los pararrayos.....	126
XXVIII.	Reconectores instalados en el circuito La Tinta.....	127
XXIX.	Ventajas y desventajas de los métodos determinísticos	141
XXX.	Pérdidas técnicas anuales con y sin generación distribuida	162
XXXI.	Criterios para evaluación de impacto ambiental.....	173
XXXII.	Rango de evaluación de resultados	175
XXXIII.	Matriz de impactos - fase 1	177
XXXIV.	Matriz de resultados - fase 1	178
XXXV.	Matriz de impactos - fase 2	180
XXXVI.	Matriz de resultados - fase 2.....	181
XXXVII.	Matriz de gestión ambiental	182
XXXVIII.	Niveles de voltaje y factor de potencia circuito La Tinta sin generación distribuida.....	191
XXXIX.	Niveles de voltaje y factor de potencia circuito La Tinta con generación distribuida.....	192
XL.	Matriz de impactos fase1 (construcción y montaje)	194
XLI.	Matriz de resultados fase 1	195
XLII.	Matriz de impactos fase 2 (operación de la planta).....	199
XLIII.	Matriz de resultados fase 2	200
XLIV.	Estimación de la reducción anual de emisiones de CO2 implementando generación distribuida en el circuito La Tinta	202

LISTA DE SÍMBOLOS

Ω	Unidad de medida de impedancia eléctrica.
CO_2	Dióxido de carbono.
tCO_2	Toneladas de dióxido de carbono
dB	Decibel.
GWh	Giga-watt-hora, unidad de energía eléctrica.
H.P.	Caballos de fuerza, unidad de potencia.
Hz	Hertz.
kV	Kilovoltio.
kWh	Kilovatio hora.
MW	Megavatio.
V	Voltio.
W	Watt.

GLOSARIO

Balance energético	Valor estadístico en un período tiempo dado de la cantidad de la oferta de energía y la energía consumida.
Capacidad instalada	También llamada potencia nominal o potencia de placa, indica que producirá KW o MW por hora de energía cuando esté operando a su máxima capacidad.
Capacidad de diseño	También volumen de agua que fluye, a través de una sección de un curso de agua por unidad de tiempo, se mide en metros cúbicos por segundo (m ³ /s). Corresponde al caudal de agua necesario para que la central hidroeléctrica trabaje a plana capacidad.
Caudal de Ecológico	Se refiere a la cantidad de agua (m ³ /s) y la calidad de agua necesaria para mantener o restaurar la biodiversidad y un funcionamiento casi óptimo del ecosistema acuático.
Cuenca	Territorio regado por un río y sus afluentes. Son aquellas que hacen que el agua que proviene de las montañas o del deshielo, descienda por la depresión hasta llegar al mar.
Demanda eléctrica	Demanda de carga base, la demanda o el egreso de energía de un sistema eléctrico o cualquiera de sus componentes durante cierto tiempo, determinada por la cantidad total de

kilowatts-hora dividida entre las unidades de tiempo considerado.

Demanda de carga base	No es más que la demanda mínima que experimenta una central eléctrica.
Demanda/carga pico	Demanda o carga máxima de energía en un tiempo determinado.
Disponibilidad de una central	Describe la confiabilidad de las centrales eléctricas. Se refiere a la cantidad de horas que una central eléctrica está disponible para producir energía, dividido entre la cantidad total de horas de un período determinado.
Efecto Joule	Se refiere cuando circula corriente eléctrica, a través de un conductor, parte de la energía cinética de los electrones se transforma en calor, debido al choque que sufren con las moléculas del conductor por el que circulan, elevando la temperatura del mismo.
Energía renovable	Energía derivada de recursos que pueden regenerarse o que, para todo fin práctico, no se pueden agotar. Entre los tipos de recursos de energía renovable, se incluye el movimiento del agua (energía hidráulica, de las mareas y de olas del mar), los gradientes térmicos del océano, la biomasa, la energía geotérmica, la energía solar y la eólica. También se considera que los residuos sólidos municipales constituyen un recurso de energía renovable.
Energía térmica	La energía que se origina en el uso de la energía calorífica.

Energía verde	Término aplicado a la energía producida a partir de recursos renovables.
Energía no renovable	Se refiere a aquellas fuentes de energía que se encuentran en la naturaleza en una cantidad limitada y una vez consumidas en su totalidad, no pueden sustituirse, ya que no existe sistema de producción o extracción viable. Como por ejemplo, el petróleo, carbón, gas natural y nuclear.
Eutrofización	Acumulación de residuos orgánicos en el embalse, que causa la proliferación de ciertas algas.

RESUMEN

El aumento de la demanda de energía eléctrica de un país es sinónimo de desarrollo, debido a eso se buscan formas nuevas para abastecer el crecimiento de la demanda, mediante la implementación de nuevas fuentes de energía, eficientes, bajo costo y menor impacto ambiental. Guatemala al ser un país en vías de desarrollo necesita de fuentes de energía eléctrica, por lo consiguiente, la Generación Distribuida debe ser un tema a considerarse ante el inminente aumento de la demanda de energía eléctrica.

El mundo prácticamente sigue dependiendo de la oferta de combustibles fósiles. Pero la problemática mundial es que los combustibles fósiles se están agotando, ya que son finitos. Esto significa que los combustibles fósiles son fuentes no renovables de energía. La utilización de combustibles fósiles para satisfacer la demanda de energía sigue siendo muy costosa y abonado a eso el impacto ambiental que han ocasionado en la construcción y operación de las centrales de generación.

La energía renovable parece ser la solución, pero la construcción de grandes centrales representa un reto y una inversión más elevada en comparación con la de combustibles fósiles.

Esto conllevan a la necesidad de hallar soluciones energéticas de desarrollo sostenible que permitan llevar desarrollo a todos los lugares de Guatemala. Actualmente, el desarrollo y avance tecnológico ha hecho posible la implementación de fuentes pequeñas de energía eléctrica en lugares lo más cercano posibles al centro de carga, este tipo de generación denominada Generación Distribuida Renovable hace

posible reducir el costo del servicio, técnicamente mayor confiabilidad de la red eléctrica y mejorar la calidad de la energía suministrada.

La generación a pequeña escala o distribuida renovable es una alternativa prometedora, ya que es posible aprovechar al máximo los recursos naturales del país contribuyendo al mejoramiento de la matriz energética, pero es importante realizar un estudio técnico, financiero y ambiental para conocer el impacto.

La Generación Distribuida al estar cerca de los centros de carga y al ser de reducida capacidad instalada (<5 MW) que las tradicionales, evita costos que la generación tradicional no puede evitar como altas inversiones en líneas y transformadores, obras civiles, áreas de construcción, permisos y licencias, entre otros. Ante el hecho de evitar costos y por ser a pequeña escala el impacto ambiental no sería significativo, la Generación Distribuida Renovable es un tema atractivo para el análisis alternativo de suministro de electricidad.

Ante los puntos anteriormente mencionados es importante el análisis de los impactos que trae consigo la conexión de Generación Distribuida Renovable a redes de distribución.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La actual preocupación de los repetidos cambios climáticos, el aumento de demanda de energía eléctrica y la inestabilidad de los precios de los combustibles fósiles, que afectan la seguridad energética, conllevan a la necesidad de hallar soluciones energéticas de desarrollo sostenible, que permitan llevar desarrollo a todos los lugares de Guatemala.

Se plantea como una temática importante el evaluar alternativas de introducción a las redes de distribución de energía la generación distribuida renovable, aprovechando los recursos naturales del país, que sustituya las fuentes energéticas tradicionales escasas y costosas (combustibles fósiles), y así convertir la generación distribuida renovable en una tecnología económica rentable, que contribuya al mejoramiento de la matriz energética del país y reducción de gases de efecto invernadero.

Una vez formulado el planteamiento del problema, se formulan las siguientes interrogantes:

Pregunta principal:

¿Cuál será el impacto de la generación distribuida renovable en el circuito de media tensión 13.8 kV La Tinta, en el departamento de Alta Verapaz?

Preguntas auxiliares:

¿Qué beneficios se tendrá al introducir la generación distribuida renovable en el circuito de La Tinta Alta Verapaz?

¿Qué obstáculos pueden presentarse al introducir la generación distribuida renovable en el circuito de La Tinta Alta Verapaz?

¿Podrá ser financieramente rentable introducir la generación distribuida renovable en el circuito La Tinta Alta Verapaz?

Comparada con una fuente de energía convencional (combustibles fósiles) ¿en cuánto podrá contribuir la generación distribuida renovable en el circuito La Tinta con la mitigación del impacto ambiental respecto a la emisión de CO₂ al medio ambiente?

OBJETIVOS

General

Describir el impacto de la generación distribuida renovable en circuito de media tensión de 13.8 KV La Tinta del departamento de Alta Verapaz.

Específicos

1. Demostrar que la generación distribuida renovable mejora técnicamente los parámetros de calidad del circuito La Tinta.
2. Comprobar que introducir la generación distribuida renovable en el circuito La Tinta Alta Verapaz es financieramente rentable para el inversionista.
3. Calcular cuántas tCO₂ anuales se dejarían de emitir al ambiente por introducir la generación distribuida renovable en el circuito La Tinta comparando con una fuente de energía convencional (combustibles fósiles).

RESUMEN DEL MARCO METODOLÓGICO

GENERACIÓN DISTRIBUIDA RENOVABLE

Se entiende por generación distribuida renovable aquellas fuentes de energía eléctrica que se conectan en las redes de distribución eléctrica; acorde con esta situación el Instituto de Investigación de potencia eléctrica define a la generación distribuida como: “La utilización de tecnologías modulares de generación de pequeña capacidad, dispersas a lo largo del sistema de distribución”. EPRI (2010. Pág. 11)

Un término amplio indica qué es el recurso distribuido, el cual incluye a la tecnología de generación distribuida, generación de respaldo, almacenamiento de energía y de gestión del lado de la demanda. El concepto relacionado con la potencia sería que la generación distribuida renovable (GDR) es la modalidad de generación de electricidad producida por unidades de tecnologías de generación con recursos renovables, que se conectan a instalaciones de distribución, cuyo aporte de potencia neto es inferior o igual 5 MW.

En Guatemala, se ha hecho evidente el cambio paulatino de la matriz energética, ahora cada vez más se debe utilizar menos combustible fósil para generar energía eléctrica y adoptar tecnologías y políticas renovables para la conservación del equilibrio ambiental de nuestro planeta, manteniendo la sostenibilidad del mismo, así no dejar un legado catastrófico a las futuras generaciones.

Es de gran importancia el uso de plantas de generación que causen un menor impacto ambiental, además que su instalación sea de un costo menor por cada MW generado. Típicamente, estas tecnologías constituyen un sistema de generación comúnmente llamado generación distribuida, es decir, generación directamente instalada en la red de distribución (baja y media tensión) muy cercana a la demanda.

Este tipo de generación incluye una variedad de tecnologías, tales como:

Micro turbinas hidráulicas: Producen electricidad mediante la energía cinética del agua, y la devuelve a su cauce en las mismas condiciones que es tomada. La fuerza del agua se transforma en energía mecánica al mover las aspas de una turbina en una central hidroeléctrica, donde se transforma en energía eléctrica. Las presas hidráulicas se destinan a la producción de energía eléctrica o energía mecánica como el caso de beneficios de café y aserraderos de países del norte. (MINECO 2013 www.mem.gob.gt. recuperado el día 1 de octubre de 2013 de: <http://www.mem.gob.gt/viceministerio-del-area-energetica-2/energias-renovables/recursos-energeticos-renovables>).

Esta tecnología es la más popular en Guatemala, ya que el país cuenta con gran potencial de recursos hidráulicos alrededor de 5000 MW, destacándose principalmente el embalse Chixoy, que es el de mayor tamaño en el país y en consecuencia provee los mayores márgenes de electricidad en el entorno energético del país.

Energía Solar: Celdas fotovoltaicas (por sus siglas en inglés - PV) son dispositivos que directamente convierten la luz solar en energía eléctrica sin intervención de máquinas térmicas. Las celdas fotovoltaicas son artefactos de estado sólido, por lo tanto, son resistentes, de diseño simple y prácticamente no requieren mantenimiento. No obstante, las celdas fotovoltaicas demostraron ser de grandes costos. (Secretaría de Energía Eléctrica de Argentina 2008. Pág. 3).

El aprovechamiento energético está entonces condicionado por la intensidad de radiación solar recibida por la tierra, los ciclos diarios y anuales a los que está sometida y las condiciones climatológicas del lugar, se destaca porque es una fuente de energía renovable que se obtiene del sol y con la que se puede generar calor y electricidad. Existen diversos mecanismos para recolectar y aprovechar los rayos solares, desde la fotovoltaica que transforma los rayos en electricidad, mediante el uso de paneles

solares, la fototérmica que aprovecha el calor, a través de los colectores solares y termoeléctrica que transforma el calor en energía eléctrica de forma indirecta.

Energía Eólica: Es otro tipo de fuente de GDR, que convierte la energía del viento en energía eléctrica. La cantidad de energía que puede ser producida es directamente dependiente de la velocidad del viento, más precisamente del cubo de la velocidad. Actualmente, más del 80 % de la capacidad global de generación eólica están instalados en Alemania, USA, Dinamarca y España. En Guatemala se ha estimado potencial eólico atractivo en los departamentos de San Marcos, Huehuetenango, Jutiapa y al sur de la ciudad capital. (Van de Wyngard, Hugh Rudnick 2011. Pág. 2).

De igual forma, es una fuente de energía renovable que utiliza la fuerza del viento para generar electricidad, utilizando para el efecto los famosos molinos de viento, que pueden presentar diversos tamaños, transformando la energía cinética del viento en energía mecánica. Para conseguir esta conversión se utilizan máquinas llamadas aerogeneradores. Estos dispositivos, a través de una superficie aerodinámica expuesta al viento, producen trabajo mecánico en un eje. Existen variados diseños aerodinámicos para adaptar distintos tipos de aerogeneradores a las condiciones climáticas de cada zona.

Energía de la Biomasa: La energía proviene de residuos orgánicos de origen animal y vegetal, como bagazo de caña de azúcar, residuos de café, maíz, arroz y otros. Los biocombustibles también están incluidos dentro de la biomasa. Éstos son producto de reacciones químicas de residuos animales o vegetales y de fermentaciones de subproductos vegetales. (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2007. Pág. 2).

La biomasa incluye la madera, plantas de crecimiento rápido, algas cultivadas, restos de animales, etc. Es una fuente de energía procedente, en último lugar, del sol, y es renovable siempre que se use adecuadamente, puede ser usada directamente

como combustible; alrededor de la mitad de la población mundial sigue dependiendo de la biomasa como fuente principal de energía.

El problema es que en muchos lugares se está quemando la madera y destruyendo los bosques a un ritmo mayor que el que se reponen, por lo que se están causando graves daños ambientales: deforestación, pérdida de biodiversidad, desertificación, degradación de las fuentes de agua, etc.

Estas tecnologías se incluyen en tres 3 categorías de interfaces para ser conectada a la red: (i) Máquina sincrónica, (ii) Máquina asincrónica, (iii) Interfaces de electrónica de potencia.

Marco legal de la generación distribuida renovable (GDR) en Guatemala.

Dentro de las principales obligaciones estipuladas por la ley de los 2 agentes que interactúan en el ámbito de generación distribuida se pueden mencionar los siguientes:

- **Distribuidora:** El Reglamento de la Ley General de Electricidad, en su Artículo 16 bis, establece que los Distribuidores están obligados a permitir la conexión a sus instalaciones y a efectuar las modificaciones o ampliaciones necesarias para permitir el funcionamiento del Generador Distribuido Renovable. Ministerio de Energía y Minas (1997).
- **Interesado para participar como GDR:** Construir y cubrir los costos de la línea y equipamiento o instalaciones, necesarios para llegar al punto de conexión, incluyendo el último elemento de maniobras entre las instalaciones del GDR y las existentes del distribuidor.

Cubrir los costos de las modificaciones o ampliaciones de las instalaciones de distribución, adyacentes al punto de conexión, y que la Comisión Nacional de

Energía Eléctrica, considerando el dictamen de capacidad y conexión del distribuidor, determine y autorice, después de la evaluación pertinente de dichos costos.

Efectos de la integración de generación de energía eléctrica en redes de distribución

La integración de la generación distribuida en las redes de distribución de energía eléctrica, puede tener un impacto significativo en la operación de equipos y sistemas en términos de funcionamiento de estado estable, régimen dinámico, confiabilidad, calidad de la energía, estabilidad y seguridad, tanto para los consumidores como para los suplidores de energía. Este impacto puede manifestarse, tanto en forma positiva como negativa, dependiendo de la red, la tecnología empleada en la generación distribuida y las características de la carga.

Una vez que se integra la generación distribuida en una determinada red, los flujos de potencia pueden ser modificados, pudiendo incluso cambiar de dirección. Esto puede conducir a un número importante de problemas, que pueden afectar varios aspectos: técnicos y económicos. Los problemas potenciales pueden provenir en la forma de:

Regulación de voltaje en la red: los operadores de la red de distribución tienen normalmente la obligación de mantener los niveles de tensión de la red dentro de un cierto rango. La potencia transmitida por un GDR en la red de distribución tiene una tendencia a causar incremento de los niveles de tensión. Esto puede tener consecuencias positivas en algunos casos (por ejemplo, para algunas redes rurales) donde los operadores tienen problemas con fluctuaciones de tensiones. Pero en un sistema operando bajo condiciones normales, estos flujos de potencia pueden causar dificultades con respecto al control de tensión (Aldo G. 1994).

El problema de la estabilidad de tensión en los sistemas eléctricos de potencia, es generalmente considerado como un inconveniente del suministro de potencia reactiva. La integración de fuentes de generación distribuida impone nuevos retos a ser evaluados en cuanto a la estabilidad de tensión, debido a sus muy variados modos de operación, en cuanto al control de tensión y generación de potencia reactiva.

Se espera que la instalación de generadores cerca de las cargas, produzca un aumento en el margen de la estabilidad de tensión. Sin embargo, el impacto en el margen, depende del intercambio de potencia reactiva entre el generador y la red, lo cual es diferente para las distintas tecnologías de generación distribuida. Por consiguiente, es necesario analizar y verificar si la generación distribuida antes y después de la conexión a la red de distribución consume reactivos o produce algún impacto negativo en el margen de estabilidad de tensión.

Potencia reactiva en la red: la posibilidad aportar y controlar la potencia reactiva depende del tipo de generación. Algunas fuentes de generación distribuida pueden suministrar reactivos a la red, y de este modo pueden efectuar el control de tensión en la red de distribución.

Pérdidas de energía en la red: la integración de la generación distribuida, ofrece una valiosa alternativa de generación a las empresas y a los usuarios. Un beneficio adicional de estos sistemas es la posibilidad de reducir las pérdidas de energía asociadas al proceso de entrega. En parte, debido a que pueden generar energía cerca de los usuarios finales. Sin embargo, el efecto que la generación distribuida puede ocasionar en la red de distribución desde el punto de vista de las pérdidas de energía es muy variado.

En general, las pérdidas de energía que la generación distribuida produce en la red de distribución dependen de varios factores:

- La ubicación de la fuente de generación distribuida en la red de distribución y la topología de la red: estos dos factores se encuentran relacionados. La ubicación de la generación es muy importante desde el punto de vista de las pérdidas pues, cuanto más cercano a los lugares de consumo, mayor reducción en las pérdidas se tendrá. Para todo tipo de configuración de red (malladas, radiales, etc), dependerá de la distribución de flujos de potencia. En redes de distribución radiales, parece obvio que el efecto en las pérdidas no es el mismo si el generador se encuentra conectado cerca del alimentador; que si se conecta en puntos más cercanos a los consumos finales.
- Potencia inyectada por la generación distribuida: las reducciones de las pérdidas eléctricas se deben fundamentalmente a la reducción en los flujos de potencia, resultante en la introducción de la generación distribuida. Sin embargo, en función de la potencia inyectada de las unidades de generación distribuida es posible que se produzca un incremento en las pérdidas, a su límite superior de producción, ya que el marco legal tiene restringido para el GDR operar a una capacidad máxima de 5 MW.
- Tecnología de generación distribuida: las unidades de generación incluyen una gran gama de tecnologías (turbinas a gas, motores reciprocantes o combustión interna, turbinas de viento, micro turbinas, energía fotovoltaica, bioenergía).

Estas tecnologías serán incluidas en tres categorías como se mencionó anteriormente: máquinas sincrónicas, asincrónicas e interfaces de electrónica de potencia. Cada tipo, posee una característica de producción diferente de potencia activa y reactiva. El hecho que la generación distribuida pueda suministrar o consumir potencia reactiva depende de la tecnología del generador. Sin embargo, el problema mayor está en la potencia activa que producen, lo cual modifica sensiblemente las pérdidas de energía y los niveles de tensión.

Flujos de potencia: los sistemas de distribución actuales reciben la energía en las subestaciones primarias (transformadores de AT) y la distribuyen a los consumidores. Por tanto, los flujos de potencia activa (P), y reactiva (Q), han sido siempre desde los niveles de alta tensión (AT) hacia los de baja tensión (BT). Sin embargo, con la introducción de generación distribuida en el sistema de distribución, pueden aparecer flujos de potencia inversos, y la red pasar de ser un sistema pasivo alimentando cargas, a un sistema activo donde los flujos de potencia y tensiones, son determinados por generación y cargas.

En los casos en que la potencia generada por la generación distribuida es mayor que la consumida por las cargas conectadas, la potencia sobrante es transferida a través de las subestaciones primarias a la red de transporte de AT. Esta posibilidad de flujos de potencia inversos, puede presentar algún problema en los transformadores, donde se realiza la operación de control automático de la relación de transformación (“tap”), para regular la tensión en el lado de BT de los transformadores (Seguras Heras I. 2005).

Modos de operación del GDR: En régimen estacionario, el comportamiento de una fuente de generación distribuida puede ser caracterizado en el flujo de potencia, tanto por la potencia que entrega en terminales como por la forma en que lo hace; en tal sentido, conviene distinguir los modos característicos a considerar.

Factor de potencia constante: en este caso, la unidad de generación distribuida es programada para que entregue una potencia activa ($P_g = P_{GD}$), y la potencia reactiva (Q_g) que la unidad entregará, satisface un determinado factor de potencia considerando:

$$\frac{P_g}{\sqrt{P_g^2 + Q_g^2}} = \cos \phi^*$$

En este modo de operación, hay dos límites que deben ser respetados:

La capacidad nominal de la unidad (S_{nom}) y el factor de potencia debe permanecer constante e igual a "1". Cuando la unidad de GDR opera a factor de potencia constante, se tiene la ventaja de que la generación de reactivos aumenta, conforme aumenta la generación de potencia activa. Este modo de operación permite una cierta capacidad de soporte de voltaje; sin embargo, esta no es la razón principal que motiva a su aplicación.

Compensación de reactivos con límite: las tecnologías de generación distribuida basadas en generadores sincrónicos directamente conectados a la red, al igual que algunas que emplean interfaz a la red basada en convertidores de potencia, poseen límites asociados en cuanto a la entrega de reactivos. Es muy común que estos límites vengan expresados en el diagrama de operación de potencia activa versus potencia reactiva, es decir, el clásico diagrama del círculo (es poco común que Q_{min} sea igual a "0").

Factor de Potencia Variable: en algunas tecnologías de generación distribuida, se permite la operación a factor de potencia variable, con soporte de voltaje en la barra de conexión, mediante la generación de reactivos. Es un modo de operación relativamente nuevo en las unidades de generación distribuida. La generación de reactivos ayuda al soporte del voltaje, mas no es la variable de control.

Además, la generación distribuida, implica la posibilidad de un impacto técnico y económico en otra gran cantidad de aspectos: supervisión de la frecuencia, comportamiento dinámico, capacidad sincronizante, control de despacho, el soporte del voltaje y potencia reactiva, etc.

Por otra parte, las redes de distribución tradicionales han sido diseñadas para ser pasivas, es decir, para transportar energía del sistema de generación centralizado a los consumidores, en donde la potencia real y reactiva generalmente fluye hacia el

extremo del sistema en dirección del gradiente del voltaje. Como se ha mencionado, el integrar generación distribuida a un sistema tradicional, existe la posibilidad que la red sea activa, con la posibilidad de que existan flujos de potencia bidireccionales (dependiendo de las condiciones de carga).

Ubicación y dimensionamiento: la ubicación y dimensionamiento óptimo de nuevas unidades de la GDR está influenciado por factores técnicos y económicos, entre ellos el incremento del precio de la energía en las horas pico. En tal caso, la GDR entrega energía durante estas horas haciendo que los precios a los consumidores sean menores.

Existen muchos aspectos que deben ser considerados cuando se realizan estudios de planeamiento y operación de GDR (mejoramiento del perfil de tensiones, minimización de pérdidas, mejoramiento de la confiabilidad del sistema, etc). La mayoría de los estudios de planeamiento incluye la ubicación y dimensionamiento óptimo de nuevas unidades de generación distribuida (López Lezama J. 2009. Pág. 16).

Dado un sistema de potencia, un perfil de demanda y unos precios nodales resultantes de un flujo óptimo, se pretende encontrar la ubicación (nodo de la red) y el dimensionamiento óptimo de GDR que maximice (o minimice) una función objetivo. El problema se formula y resuelve para dos objetivos: maximización del beneficio social neto (para representar el punto de vista del operador de red) y maximización del lucro (representar el punto de vista del propietario de la GDR).

Análisis de impacto ambiental en proyectos de energía

La evaluación de impacto ambiental, denominada coloquialmente EIA, es considerada una herramienta de gestión para la protección del medio ambiente. Su objetivo consiste en establecer un método de estudio y diagnóstico, con el fin de

identificar, predecir, interpretar y comunicar el impacto de una acción sobre el funcionamiento del medio ambiente.

Cabe entonces recalcar que la EIA se debe elaborar sobre la base de un proyecto, previo a la toma de decisiones y como instrumento para el desarrollo sustentable, con el propósito de evaluar los posibles futuros impactos. De ninguna manera corresponde realizarla sobre proyectos ya ejecutados, acciones ya realizadas o políticas públicas ya implementadas.

Factores ambientales: para comprender correctamente el concepto de evaluación de impacto ambiental, es necesario en primer lugar, distinguir algunos términos que se utilizarán a lo largo del siguiente trabajo:

Medio ambiente: es el entorno vital, es decir, el conjunto de factores físico-naturales, socio-culturales, económicos y estéticos que interactúan entre sí, con el individuo y con la comunidad en la que vive, determinando su forma, carácter, relación y supervivencia. Está caracterizado por: **Medio físico o medio natural:** es el sistema constituido por los elementos y procesos del ambiente natural y sus relaciones con el hombre. A su vez, lo componen 3 subsistemas:

- Medio inerte: aire, tierra, agua.
- Medio biótico: flora y fauna.
- Medio perceptual: unidades de paisaje tales como: valles, cuencas, cordones montañosos, vistas (en el sentido paisajístico, como fondo escénico), etc.

Medio socio-económico: constituido por estructuras, condiciones sociales, histórico-culturales-patrimoniales y económicas de la población de un área determinada.

Factores ambientales: son los diversos componentes del medio ambiente, soporte de toda actividad humana. Conforman la fuente de recursos naturales. Resultan el producto de las interrelaciones entre el hombre, la flora y la fauna; el suelo, el agua, el aire, el clima y el paisaje; pero también, los bienes materiales y el patrimonio cultural.

Recurso ambiental: comprende los factores ambientales disponibles por el hombre, susceptibles de ser modificados y agotados. El medio ambiente como fuente de recursos abastece al hombre de materias primas y energía para su desarrollo.

Ecología: es la ciencia que estudia las interrelaciones que los seres vivos establecen entre sí, en relación con su hábitat y costumbres. Ernst Haeckel² la define como: “la suma de todas las relaciones amigables o antagónicas de un animal o de una planta con su medio orgánico o inorgánico, incluidos los demás seres vivos”.

Intervinientes responsables: son aquellas personas físicas o jurídicas responsables de la iniciativa, aprobación y puesta en marcha del proyecto. A saber: titular del proyecto o promotor y autoridad oficial competente de medio ambiente.

Gestión ambiental: son las acciones encaminadas a lograr la máxima racionalidad en el proceso de decisiones en relación a la conservación, defensa, protección y mejora del medio ambiente, basándose en una coordinación multidisciplinaria y en la participación ciudadana. Una adecuada gestión ambiental permite: prevenir conflictos ambientales en un futuro, corregir conflictos actuales en materia ambiental y revertir procesos existentes de deterioro ambiental.

Desarrollo sostenible: satisface las necesidades actuales del hombre sin comprometer la capacidad para las futuras generaciones. Debe considerarse como un proceso de mejoramiento sostenido en el tiempo y equitativo de la calidad de vida de las personas, fundado en medidas apropiadas de conservación y protección del medio

ambiente. Impulsa la necesidad de compatibilizar el continuo crecimiento económico con la equidad social con la protección y administración eficaz y eficiente del medio ambiente.

Evaluación de impacto ambiental

Es el resultado de la investigación, análisis y evaluación de sistemas de actividades planteadas para el desarrollo sostenible y sano; ejecutado mediante procedimientos científicos que permitan identificar, interpretar y comunicar las consecuencias o efectos producto de las acciones humanas que influyen sobre el medio ambiente, salud pública y ecología (Hadam H. 2008. Pág. 12).

En términos generales, la EIA es una herramienta imprescindible para paliar efectos forzados por situaciones que se caracterizan por:

Carencia de sincronización entre el crecimiento de la población y en el crecimiento de la infraestructura y los servicios básicos que a ella han de ser destinados.

Demanda creciente de espacios y servicios como consecuencia de la movilidad poblacional y el crecimiento del nivel de vida.

Degradación progresiva del medio natural con incidencia en la contaminación de: recursos atmosféricos, hidráulicos, geológicos y paisajísticos; ruptura en el equilibrio ecológico por la extinción de especies vegetales y animales; residuos urbanos e industriales; deterioro y mala gestión del patrimonio histórico-cultural; etc.

INTRODUCCIÓN

La siguiente investigación denominada: “Impacto de la generación distribuida renovable en el circuito de media tensión de 13.8 KV La Tinta, en el departamento de Alta Verapaz” pretende identificar el impacto de la generación distribuida renovable que se tiene en un circuito en particular, el cual forma parte de una red de distribución de energía eléctrica.

La investigación busca realizar un análisis de los diferentes factores, tales como: técnicos, financieros y ambientales dentro del marco regulatorio actual, esperando determinar problemáticas y beneficios que pueden traer la conexión de la generación distribuida renovable en el circuito La Tinta.

Los resultados de la investigación buscarán determinar si el uso de la generación distribuida renovable puede ayudar a solucionar parte de los problemas energéticos actuales en Guatemala, como la escasez de recursos energéticos, rentabilidad financiera de estos proyectos y la reducción de la contaminación ambiental.

En el primer capítulo, se enfoca el tema de la generación de energía eléctrica en Guatemala, describiendo de forma general, la situación actual de la generación de energía eléctrica, la matriz energética y las acciones que se necesitan para el cambio de la matriz existente (políticas de desarrollo de energías renovables); luego el impacto ambiental y los planes de mitigación que se tienen conforme a las políticas ambientales vigentes.

El segundo capítulo describe los conceptos básicos de la generación distribuida renovable, tecnologías disponibles, aspectos importantes de la norma de conexión

vigente; luego el análisis de aspectos técnicos, financieros y ambientales de un proyecto de generación de energía renovable, desde su construcción y operación.

En el tercer capítulo, se realiza el análisis técnico, rentabilidad financiera e impacto ambiental de la generación distribuida renovable con tecnología hidráulica en el circuito de media tensión La Tinta del departamento de Alta Verapaz, donde determinan los beneficios y problemáticas que pueda tener la conexión de la generación distribuida renovable.

En el último capítulo, se presenta y se discuten los resultados más relevantes obtenidos del capítulo 3.

1. LA GENERACIÓN DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN GUATEMALA

1.1 Generación de energía

La energía eléctrica es considerada un elemento fundamental para el desarrollo de un país, siendo de gran influencia para una región en aspectos tan cotidianos como el comportamiento del consumo en los hogares y en la industria.

El sector eléctrico a nivel mundial ha enfrentado grandes e importantes cambios derivados de las crisis recientes, que no sólo se limita a la competencia en el sector por la generación de la electricidad, sino también cada vez más por la elección de los consumidores al demandar calidad en el servicio y la reducción de los precios del mismo.

En Centroamérica, con el fin de alcanzar a más hogares y regiones con el servicio de energía eléctrica, se considera un proyecto de interconexión, al cual se le denomina: Sistema de Interconexión Eléctrica de los países de América Central -SIEPAC-, que se constituye como el Primer Sistema de Transmisión Eléctrica Regional, que reforzará la red eléctrica de América Central, entre Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá.

Según la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica, el Proyecto SIEPAC tiene dos objetivos principales:

- (a) Apoyar la formación y consolidación progresiva de un Mercado Eléctrico Regional –MER-, mediante la creación y establecimiento de los mecanismos legales, institucionales y técnicos apropiados, que facilite la participación del sector privado en el desarrollo de las adiciones de generación eléctrica; y

- (b) Establecer la infraestructura de interconexión eléctrica (líneas de transmisión, equipos de compensación y subestaciones) que permita los intercambios de energía eléctrica entre los participantes del MER.

Según la Comisión Nacional de Energía Eléctrica -CNEE- el sistema de suministro eléctrico comprende esencialmente el conjunto de medios y elementos útiles para la generación, transmisión y distribución. La Generación puede desarrollarse por centrales hidroeléctricas, turbinas de vapor, turbinas de gas, motores de combustión interna y centrales geotérmicas. La generación se desarrolla en un ambiente competitivo compuesto por un mercado de oportunidad, donde los agentes y grandes usuarios pactan libremente las condiciones de sus contratos en cuanto a plazo, cantidades y precio.

En relación al sistema de transmisión, el mismo está compuesto por un sistema principal y un secundario.

- El sistema principal es el que se comparte por los generadores y las interconexiones a otros países, y operando básicamente en tres niveles de voltaje: 230, 138 y 69 Kv.
- El sistema secundario es el medio de interconexión de un generador a la red principal.

El sistema de distribución está integrado por la infraestructura de distribución: líneas, subestaciones y las redes de distribución que opera en tensiones menores a 34.5 Kilovoltios. Las principales empresas distribuidoras, coordinadas por el administrador del mercado mayorista, son:

- Empresa Eléctrica de Guatemala,
- Distribuidora de Electricidad de Occidente, Distribuidora de Electricidad de Oriente, y
- Empresas Eléctricas Municipales.

El marco regulatorio del sector eléctrico guatemalteco se basa en un modelo de mercado competitivo a nivel de generación y comercialización. En general, los precios son fijados por el ente regulador sobre la base de costos económicos eficientes, y las principales regulaciones son las siguientes:

- Constitución Política de la República.
- Ley General de Electricidad, Decreto No. 93-96
- Reglamento de La Ley General de Electricidad, Acuerdo Gubernativo No. 256-97 y sus reformas.
- Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, Acuerdo Gubernativo No. 299-98 y sus reformas.
- Normas de Coordinación Comercial y Operativa del Administrador del Mercado Mayorista.

1.1.1 Panorama actual

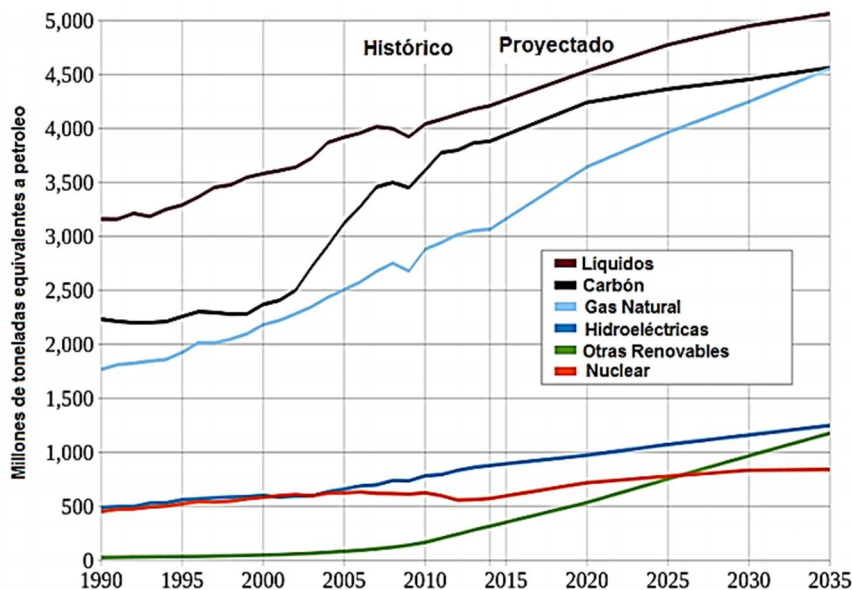
Las energías renovables y la energía nuclear son las energías de más rápido crecimiento de fuentes de energía del mundo, un aumento de 2.5 % por año. Sin embargo, los combustibles fósiles continúan suministrando casi el 80 % del consumo mundial de energía hasta el 2040. El gas natural es el de más rápido crecimiento de los combustibles fósiles, ya que los suministros mundiales de tight gas (gas atrapado), el gas de esquisto (gas atrapado en roca), y el aumento de metano de carbón.

Adicionalmente, el sector industrial sigue representando la mayor parte del consumo de energía entregada y se prevé que consumirá más de la mitad de la energía entregada global en 2040. Sobre la base de las políticas y normas vigentes que rigen el uso de combustibles fósiles, las emisiones globales de dióxido de carbono relacionadas con la energía se prevé que

aumentar a mil millones de toneladas métricas en 2040, un aumento del 46 % a partir de 2010. (<http://abg.org.gt>, 2016)

El crecimiento económico en las naciones en desarrollo, impulsado por una dependencia continua de los combustibles fósiles, representa la mayor parte de los incrementos de emisiones.

Figura 1. Consumo de energía mundial por tipo proyecciones años: 1990-2035

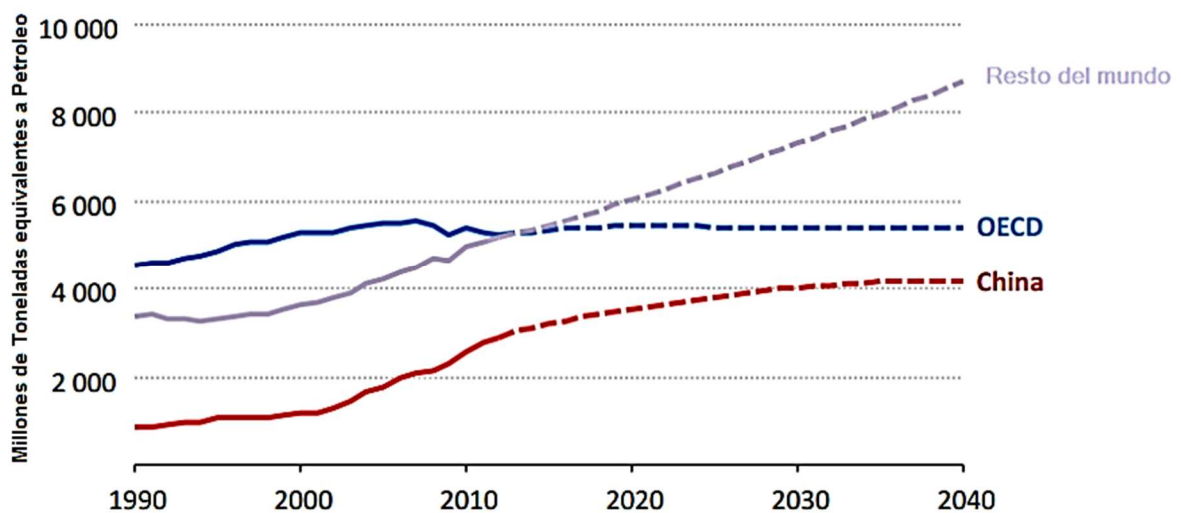


Fuente: <http://abg.org.gt/web2014/wp-content/uploads/2017/02/SECTOR-8-ELECTRICO-diciembre-2016.pdf>

El consumo de energía ha crecido, se estima se duplicará el reportado en el año 2000 para el 2040. China e India continúan liderando el crecimiento económico mundial y el crecimiento de la demanda de energía. Desde 1990, el consumo de energía en ambos países como una parte del consumo total de energía en el mundo se ha incrementado de manera significativa, que, en conjunto, representaron el 10 % del consumo total de energía en el mundo en 1990 y casi el 24 % en 2010. De 2010 a 2040, la energía combinada de estos países utilizará más del doble en el caso indicado, por lo que en su conjunto

representan el 34 % del consumo mundial de energía total proyectado para el 2040. Sin embargo, a medida que China da espacios, la India, el sudeste de Asia, el Medio Oriente y partes de África y América Latina toman el control como los motores del crecimiento de la demanda mundial de energía. (<http://abg.org.gt>, 2016)

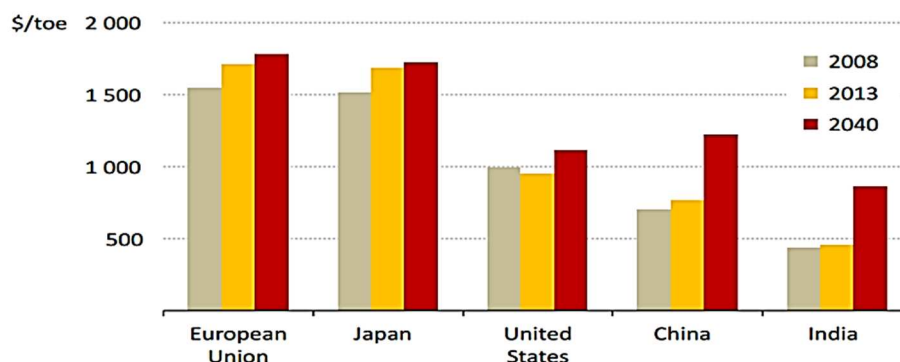
Figura 2. Demanda de energía por región proyección años: 1990-2040



Fuente: <http://abg.org.gt/web2014/wp-content/uploads/2017/02/SECTOR-8-ELECTRICO-diciembre-2016.pdf>

Las economías se enfrentan a costos más altos, pero el ritmo del cambio varía, China supera los EE.UU., cuesta el doble en la India y siendo altos en la Unión Europea y Japón. Sin embargo, Estados Unidos mantiene una posición fuerte en costos de energía. (<http://abg.org.gt>, 2016)

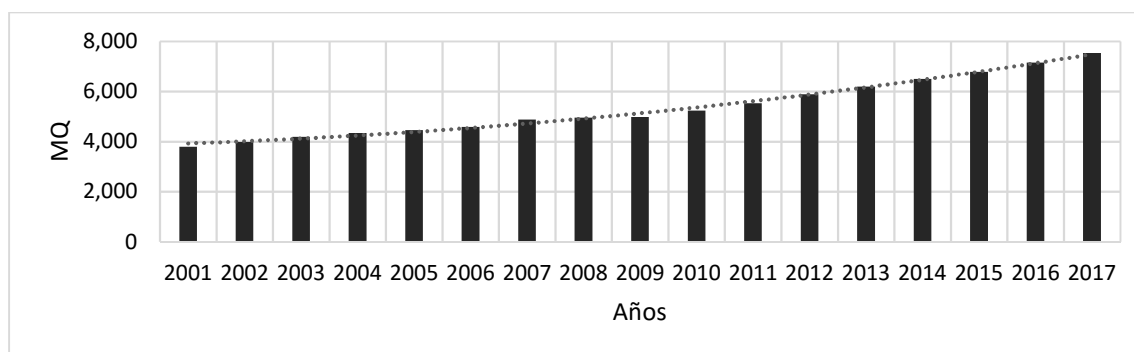
Figura 3. Costo promedio ponderado de la energía pagada por los consumidores periodo 2008-2040



Fuente: <http://abg.org.gt/web2014/wp-content/uploads/2017/02/SECTOR-8-ELECTRICO-diciembre-2016.pdf>

Al analizar el PIB por actividad de producción, el crecimiento económico del sector dedicado al suministro de electricidad y agua se mantiene en el 2017, con un valor estimado de 7,533.30 millones de quetzales a precios de 2001, siendo este un crecimiento del 5.37 % respecto del año anterior. (<https://www.banguat.gob.gt>, 2018)

Figura 4. Suministro de electricidad y agua en Guatemala período: 2001-2017



Fuente: Banco de Guatemala.

1.1.2 Demanda de energía eléctrica

En el mercado mayorista la mayor parte de las transacciones se celebran en el mercado a término que es el ámbito en donde el comprador y el vendedor acuerdan, mediante un contrato la magnitud de la potencia o energía comprometida, su precio y el plazo. El responsable de operar y liquidar las transacciones del mercado a término con base en lo que las partes acordaron contractualmente es el Administrador del Mercado Mayorista. (Comisión Nacional de Energía Eléctrica, 2015)

Lo anterior obedece a que una de las obligaciones que la regulación establece es que los participantes consumidores deben tener cubierta la demanda firme que el Administrador del Mercado Mayorista les asigna con contratos de oferta firme eficiente. La demanda firme es el monto de potencia calculado y asignado por el AMM, que se debe contratar para cubrir el requerimiento de potencia en el momento de máximo requerimiento del SNI durante el año estacional. La oferta firme eficiente es el valor de potencia calculado y asignado por el AMM a los participantes productores, que éstos pueden comprometer para respaldar demanda firme.

Es importante mencionar que la magnitud de la oferta firme eficiente asignada a cada unidad generadora, considera su capacidad física para proveer potencia al Sistema Nacional de Interconexión, la disponibilidad que durante los últimos 2 años tuvo para el despacho de generación que efectúa el AMM, y su eficiencia económica respecto al parque de generación conectado al SNI.

La obligación que tienen los participantes consumidores de contratar oferta firme eficiente para cubrir su demanda firme constituye uno de los pilares del Mercado Mayorista, toda vez que se incentiva el mercado energético con esta dinámica y se garantiza que en el momento en que el SNI se encuentre con su

máximo requerimiento de potencia, esta esté garantizada contractualmente con unidades generadoras, que efectivamente brinden el respaldo de potencia que se les requiera físicamente.

Para el caso de la potencia, la mayor parte de las transacciones de energía se celebran, mediante contratos en el Mercado a Término, esto obedece a que, tanto para el participante productor como para el consumidor, resulta más conveniente estipular contractualmente los términos a los que compran y venden la energía eléctrica, que quedar expuestos a la volatilidad de precios que se presenta en el mercado spot.

Adicionalmente, los distribuidores que son los mayores consumidores de energía del Mercado, por ley tienen la obligación de contar con contratos que cubran sus requerimientos de energía y potencia, contratos que deben ser producto de licitaciones, por lo que la mayor parte de la energía que consumen los distribuidores está contratada y es liquidada en el mercado a término.

- Potencia: la potencia es la capacidad de consumir o producir energía eléctrica. Esta capacidad de consumir o producir energía eléctrica requiere que, el sistema de transmisión o de distribución al que el consumidor o productor se encuentre conectado, pueda transmitir la energía que se está consumiendo o produciendo.

A continuación, se presenta el detalle de la demanda firme del SIN para el período comprendido de 2011 a 2017:

Tabla I. Demanda máxima del SNI años: 2011-2017

Demanda	MW
2011	1,491.16
2012	1,532.97
2013	1,563.57
2014	1,635.90
2015	1,672.05
2016	1,701.60
2017	1,749.50

Fuente: <http://www.mem.gob.gt/energia/estadisticas-energia/estadisticas-energeticas>

- Energía: los requerimientos de energía de los participantes consumidores pueden ser cubiertos, mediante contratos en el mercado a término o pueden ser cubiertos, a través del mercado de oportunidad de la energía, mercado spot, donde los precios se fijan horariamente.

Cada participante consumidor cuenta con los mecanismos que le permiten cubrir sus requerimientos de potencia y de energía en el mercado mayorista, debiendo informar al Administrador del Mercado Mayoristas las modalidades de abastecimiento que haya seleccionado de acuerdo a los contratos tipo habilitados en el Mercado Mayorista, para tales efectos.

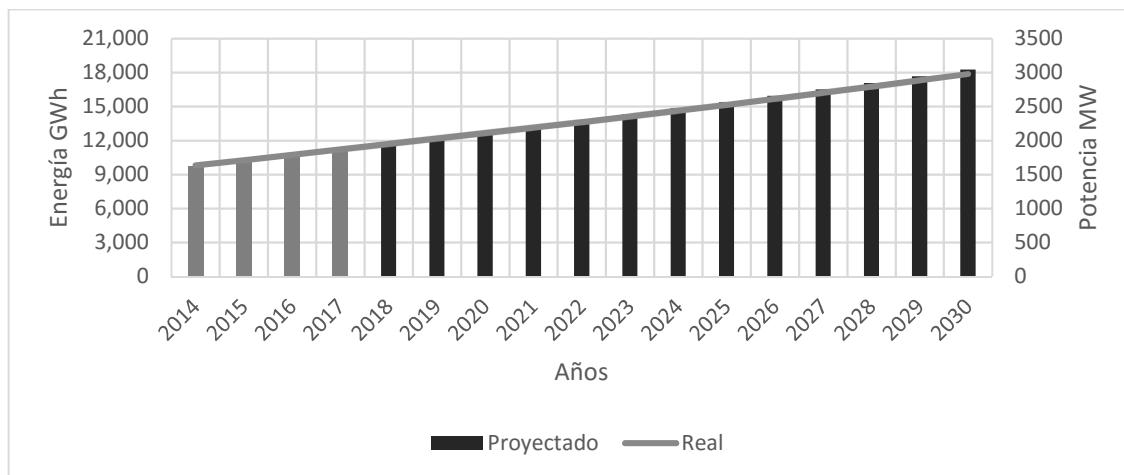
Con dicha información, el AMM puede asignar y liquidar las transacciones de energía y potencia de los participantes del mercado.

Demanda de potencia y energía eléctrica: en la figura 6, se muestra el comportamiento histórico de la demanda de energía y potencia real correspondientes a los años 2014-2017; se muestra también lo proyectado para el período de 2018-2030.

Durante dicho período, el crecimiento fue en promedio de 8.66 % para la potencia y de 9.18 % para la energía. A partir de la emisión de la Ley General

de Electricidad, suceso de gran importancia para el subsector eléctrico de Guatemala, se logró la liberalización del mercado eléctrico guatemalteco, donde el crecimiento promedio interanual fue de 4.48 % y de 5.02 % para la potencia y energía respectivamente; años en los cuales la demanda siempre ha mostrado crecimiento a pesar de que en el año 2008 estalló la crisis económica mundial que generó una desaceleración de -0.93 % para la potencia. (Comision Nacional de Energía Eléctrica, 2015)

Figura 5. Demanda de energía y potencia del SNI años: 2014-2030



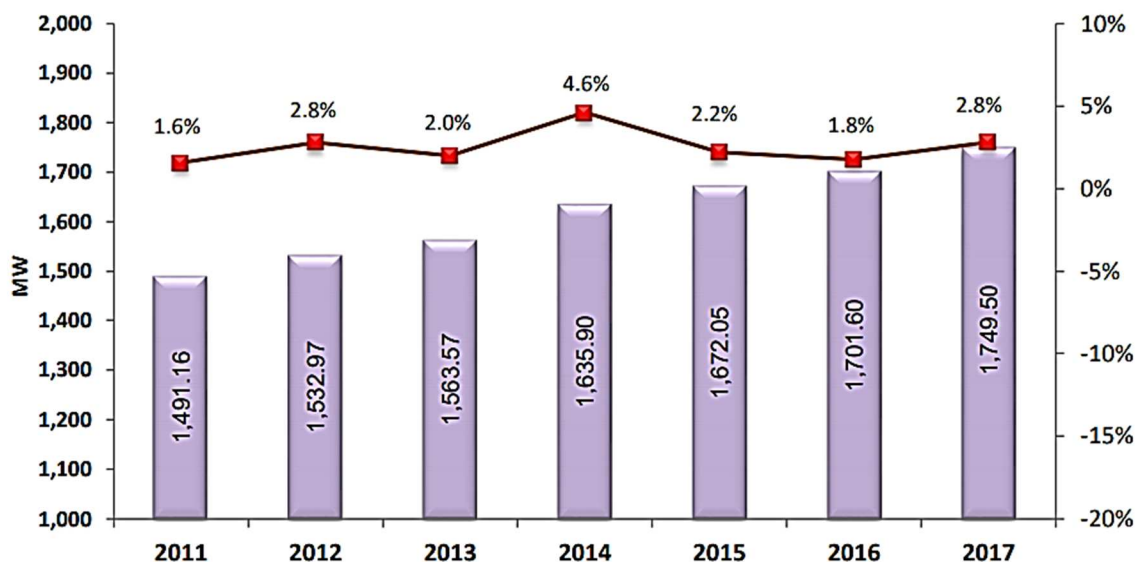
Fuente: <http://www.cnee.gob.gt/PlanesExpansion/Docs/PlanesIndicativosGeneracionTransmision2016.pdf>

A continuación, se presenta la figura 6 que proporciona información acerca de la demanda máxima de potencia del SNI con su respectivo crecimiento interanual correspondiente al período de 2011 a 2017. Como se puede observar, la demanda máxima de potencia ha mantenido una tendencia ascendente en los últimos 8 años con una variación porcentual de 2.14 % en promedio durante dicho período.

Se puede observar que en el año 2014 presentó un crecimiento de 4.6 %, siendo más del doble del crecimiento en el año 2013, asimismo, siendo el mayor

crecimiento visto en los últimos siete años con una demanda máxima de potencia de 1635.90 MW.

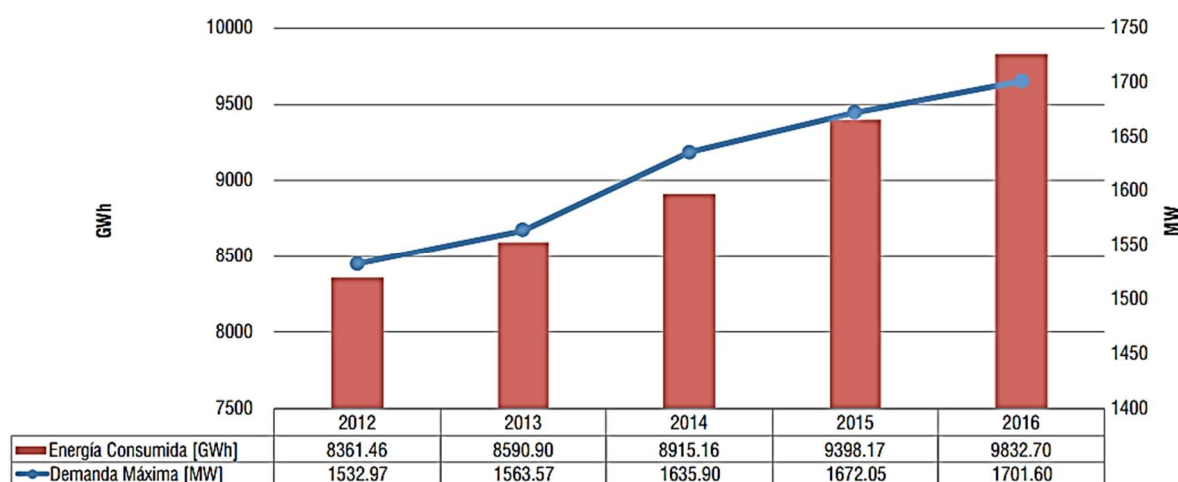
Figura 6. Demanda máxima mensual de potencia de SNI años: 2011-2017



Fuente: <http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2018/07/Oferta-y-Consumo-de-EE-2011-2017.pdf>

De acuerdo con los datos mostrados en la figura 7, se puede observar el comportamiento del consumo de energía del SNI interanual. En el 2014, se tuvo un consumo de energía eléctrica de 8915.16 GWh que representa un crecimiento respecto al año anterior de 3.77 % superior al crecimiento que se presentó para el año 2013.

Figura 7. Evolución de la energía consumida y la demanda máxima del SNI años: 2012-2016



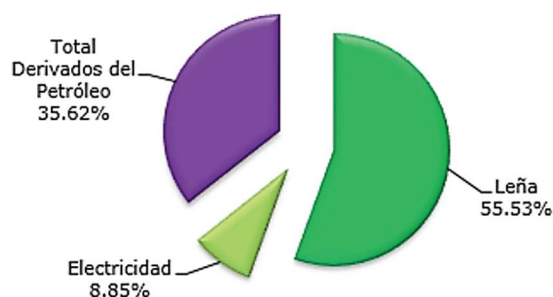
Fuente: <http://www.cnee.gob.gt/xhtml/memo/Informe%20estadistico%202016.pdf>

Existen una serie de factores en la actividad económica que pueden influir sobre el crecimiento de la demanda de potencia y energía del SNI, los cuales se pueden mencionar la estabilidad en el nivel general de precios, estabilidad del tipo de cambio, fortalecimiento del mercado interno, desempeño de la política fiscal, precio internacional del petróleo, precios de los combustibles, niveles de tasas de interés, tanto internas y externas, entre otros.

1.1.3 Balance energético nacional

El sector electricidad representa el 8.42 %, los derivados del petróleo el 39.49 % y la leña el 52.09 %. Históricamente el consumo de leña en todo el país, debido a que este energético se utiliza para la cocción de alimentos principalmente en las áreas rurales del país y el precio en comparación con los demás energéticos es menor (Prensa Libre, 2017). Se puede apreciar la evolución del consumo energético nacional analizando la figura 8 del consumo energético nacional del año 2016.

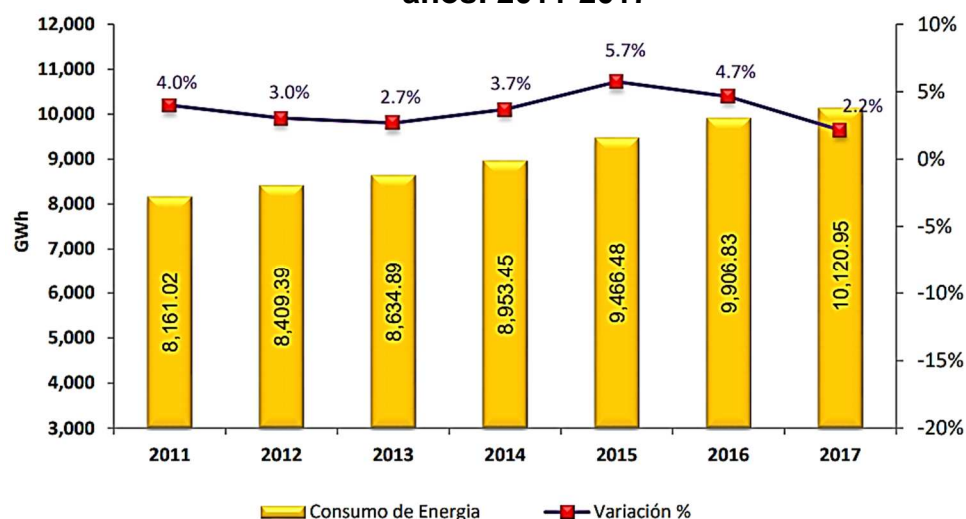
Figura 8. **Consumo Energético Nacional, año 2016**



Fuente: <http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2017/07/Informe-Estad%C3%ADstico-DGE-2016.pdf>

- Consumo de electricidad: la electricidad es uno de los energéticos con mayor importancia, debido a que representa calidad de vida y está muy relacionado con las actividades económicas del país. En el año 2015, el consumo energético tuvo el mayor incremento histórico de 5.7 % a nivel nacional, y como se puede observar en la figura 9, es un referente energético que ha ido evolucionado de manera creciente en nuestro país. (Ministerio de Energía y Minas, 2018).

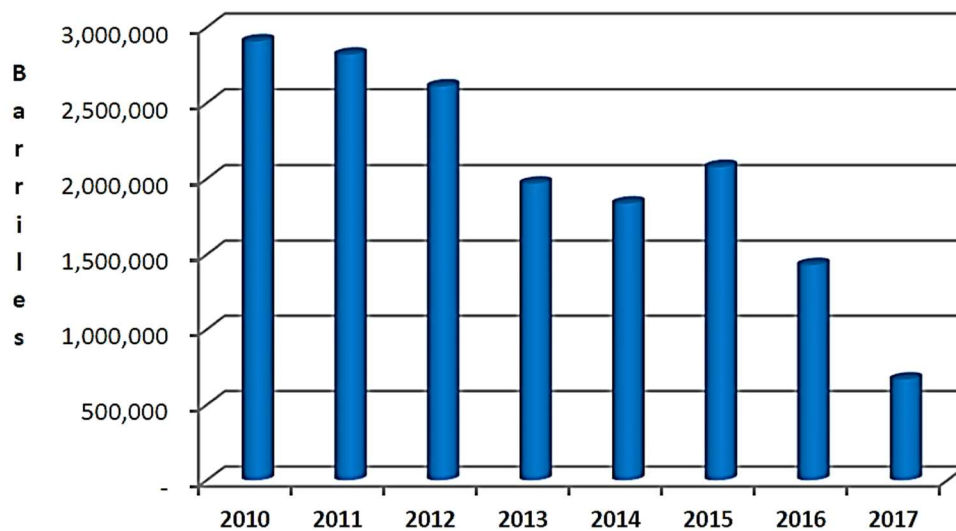
Figura 9. **Consumo energético histórico de electricidad nacional años: 2011-2017**



Fuente: <http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2018/07/Oferta-y-Consumo-de-EE-2011-2017.pdf>

- Derivados del petróleo: respecto a la generación de energía éstos han disminuido su consumo, a pesar que son energéticos que depende del precio del barril del crudo a nivel internacional, en la siguiente figura se puede apreciar la evolución de estos energéticos, a través de los años.

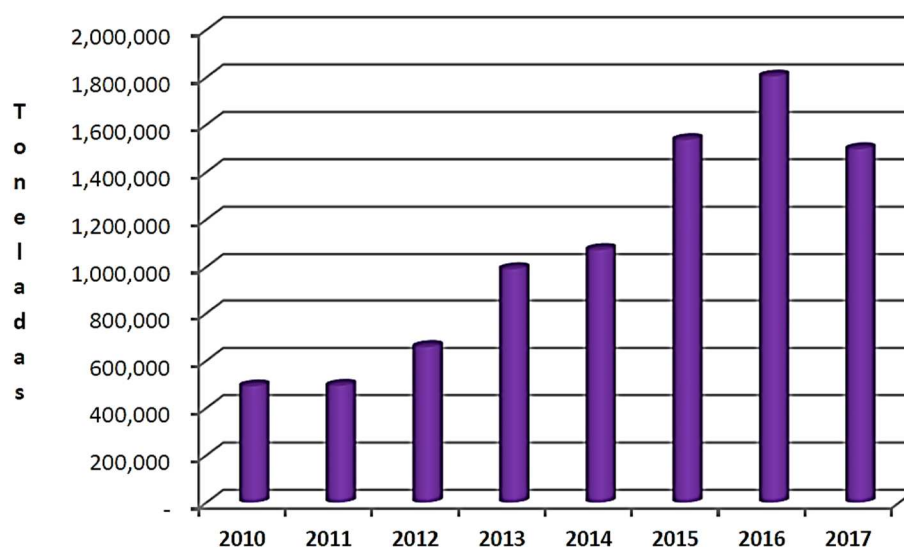
Figura 10. Consumo energético histórico de derivados del petróleo años: 2010-2017



Fuente :<http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2018/06/Consumo-de-Combustibles-en-la-Generaci%C3%B3n-2010-2017.pdf>

- Consumo de carbón mineral: a diferencia del consumo de los derivados del petróleo, el carbón mineral presenta una tendencia de consumo contraria, es decir, que se ha incrementado y en el año 2016 como el año máximo de consumo. Prácticamente se ha reemplazado los derivados del petróleo con uno de bajo costo, pero igual de nocivo para el medio ambiente. En la siguiente figura, se puede observar la tendencia de consumo anual.

**Figura 11. Consumo energético histórico del carbón mineral
años: 2010-2017**

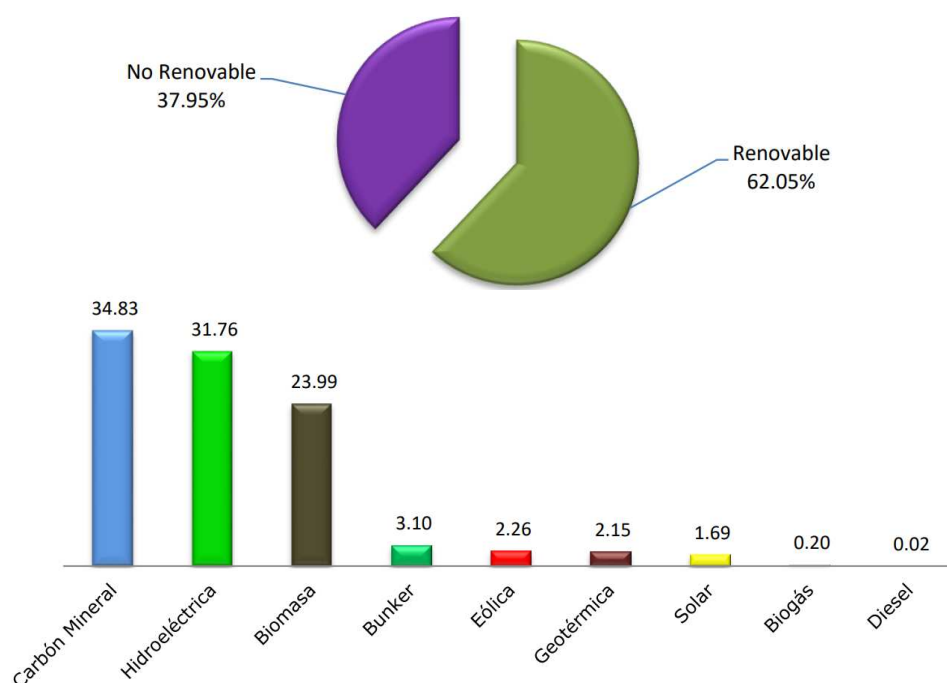


Fuente: <http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2018/06/Consumo-de-Combustibles-en-la-Generaci%C3%B3n-2010-2017.pdf>

1.1.4 Matriz energética

De acuerdo a datos del Ministerio de Energía y Minas, enero al mes de mayo de 2018, se puede observar el comportamiento de la generación en donde la energía hidráulica ocupa el 31.76 %, la generación con carbón el 34.83 %, con bunker el 3.10% y la energía de biomasa ocupa el 23.99 %, entre las tres alcanzan aproximadamente el 93.68 % del total. (<http://www.mem.gob.gt>, 2018)

Figura 12. **Matriz de generación de energía eléctrica en (%) enero a mayo 2018**



Fuente: <http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2018/07/Estad%C3%ADsticas-Subsector-El%C3%A9ctrico.pdf>

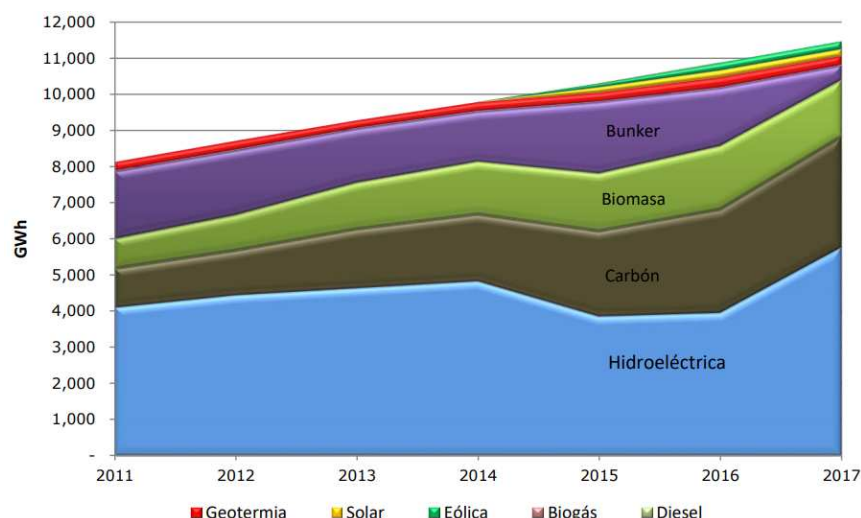
En la siguiente tabla, se muestra la generación eléctrica del SNI por tipo de combustible, para el período comprendido del 2011 al 2017.

Tabla II. **Matriz de generación eléctrica en GWh años: 2011-2017**

Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Hidroeléctricas	4,094.17	4,434.83	4,630.73	4,825.15	3,851.79	3,951.29	5,765.33
Carbón	1,084.79	1,237.92	1,633.91	1,854.73	2,361.78	2,856.75	3,059.52
Biomasa	824.13	995.52	1,294.59	1,467.29	1,602.36	1,769.36	1,577.67
Bunker	1,876.56	1,788.32	1,497.96	1,380.22	1,971.57	1,595.57	395.47
Geotermia	237.08	245.63	212.35	246.60	251.53	289.14	253.05
Solar				7.10	149.26	191.80	198.20
Eólica					107.29	215.07	218.06
Biogás					5.15	8.62	17.56
Diésel	29.82	1.26	0.94	1.18	1.13	0.31	5.05
Total	8,146.55	8,703.48	9,270.48	9,782.27	10,301.87	10,877.91	11,489.90

Fuente: <http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2018/07/Matriz-de-Generaci%C3%B3n-El%C3%A9ctrica-2011-2017-1.pdf>

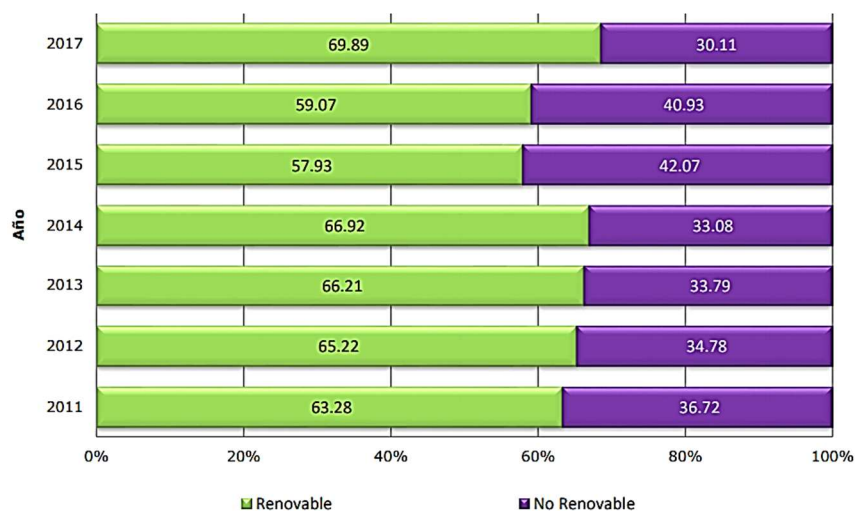
Figura 13. Matriz histórica de generación de energía eléctrica años: 2011-2017



Fuente: <http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2018/07/Matriz-de-Generaci%C3%B3n-El%C3%A9ctrica-2011-2017-1.pdf>

A continuación, se ilustra mediante una tabla comparativa y un gráfico de la generación eléctrica por tipo de recurso en porcentaje, para el período comprendido del enero a mayo 2018.

Figura 14. Matriz de generación eléctrica por tipo de recurso años: 2011-2017



Fuente: <http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2018/07/Matriz-de-Generaci%C3%B3n-El%C3%A9ctrica-2011-2017-1.pdf>

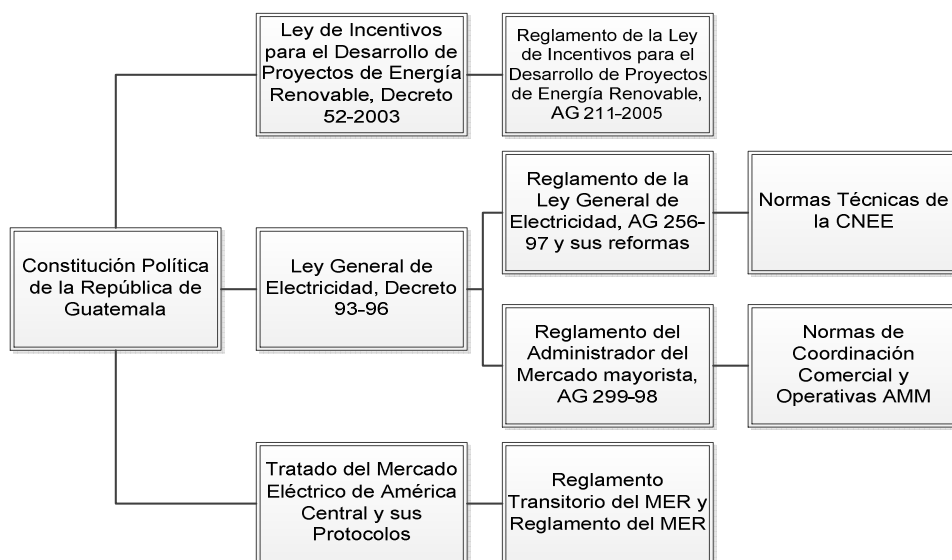
Tabla III. **Matriz de generación eléctrica por tipo de recurso (%) años: 2011-2017**

Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Renovable	63.28	65.22	66.21	66.92	57.93	59.07	69.89
No renovable	36.72	34.78	33.79	33.08	42.07	40.93	30.11

Fuente: <http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2018/07/Matriz-de-Generaci%C3%B3n-El%C3%A9ctrica-2011-2017-1.pdf>

1.1.5 Regulación del sector eléctrico

Figura 15. **Estructura legal del subsector eléctrico**



Fuente: <http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2016/01/Planes-Indicativos-de-Generacio%CC%81n-y-Transmisio%CC%81n.pdf>

La Ley General de Electricidad, la cual rige todos los ámbitos entorno a electricidad en Guatemala, que establece los principios siguientes:

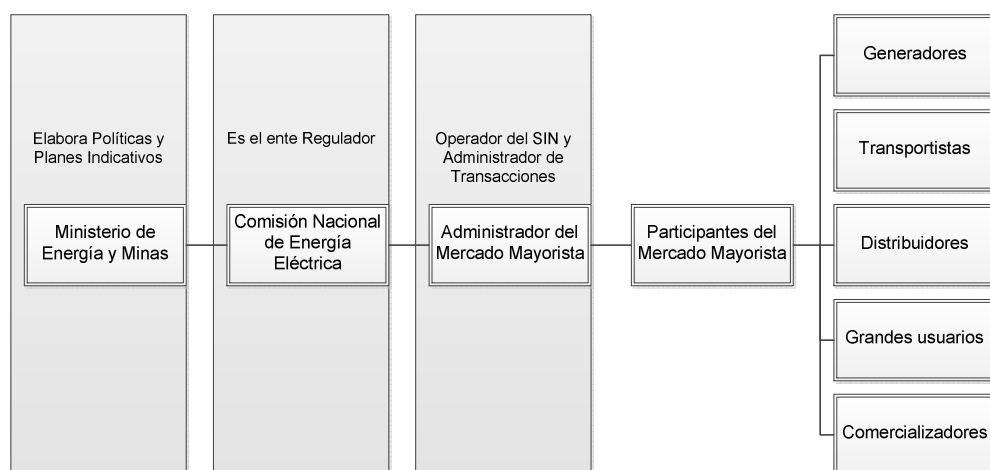
- La generación de electricidad es libre y no requiere, para tal efecto, autorización o condición por parte del Estado, requiriendo únicamente las reconocidas por la Constitución Política de la República de Guatemala y las leyes del país. Sin embargo, utilizar con éste objeto cualquiera de los bienes

del Estado, se necesitará de la respectiva autorización del Ministerio, esto en todos aquellos casos en los cuales la potencia de la central sea superior a 5 MW.

- El transporte de electricidad es libre, siempre y cuando para tal efecto, no sea necesario utilizar bienes de dominio público.
- El transporte de electricidad que requiera la utilización de bienes de dominio público y el servicio de distribución final de electricidad, dependerán de la previa autorización respectiva.
- Los precios por la prestación del servicio de electricidad son libres, exceptuando los servicios de distribución y transporte, dependientes de autorización previa. Las transferencias de energía entre generadores, importadores, exportadores y comercializadores que sean producto de la operación del Mercado Mayorista, tendrán una regulación sujeta a los términos que la ley establece. (Ley General de Electricidad, 1996)

Las instituciones que conforman el subsector eléctrico en Guatemala, así como su estructura, se muestran en el siguiente esquema:

Figura 16. Esquema de las instituciones del subsector eléctrico año: 2016



Fuente: <http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2016/01/Planes-Indicativos-de-Generacio%CC%81n-y-Transmisio%CC%81n.pdf>

- **Ministerio de Energía y Minas -MEM-:** Es el órgano del Estado responsable de aplicar la Ley General de Electricidad y su Reglamento para dar cumplimiento a sus obligaciones. Así también, es el encargado de formular y coordinar las políticas, planes de estado y programas indicativos relativos al subsector eléctrico. El Ministerio otorga autorizaciones para la instalación de centrales generadoras y para prestar los servicios de transporte y distribución final de electricidad. Otra de sus funciones es la de elaborar informes de evaluación socioeconómica para costear parcial o totalmente, proyectos de electrificación rural. Entre sus funciones se pueden enumerar las siguientes: Inscripción y actualización de grandes usuarios y Agentes del Mercado Mayorista, promover el desarrollo de proyectos de energía renovable y calificar proyectos de fuentes renovables de energía, al amparo de la ley de incentivos. (Congreso de la República de Guatemala, 1996)
- **Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE):** La Comisión Nacional de Energía Eléctrica fue creada por la Ley General de Electricidad, contenida en el Decreto No. 93-96 del Congreso de la República de Guatemala, publicada en el Diario Oficial el 21 de noviembre de 1996 como órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas, con independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones y de las siguientes funciones: Cumplir y hacer cumplir la Ley y sus reglamentos, en materia de su competencia e imponer las sanciones a los infractores, velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre empresa, así como prácticas abusivas o discriminatorias. Otra de sus funciones es la de definir las tarifas de transmisión y distribución, de acuerdo a la Ley General de Electricidad, así como la metodología para el cálculo de las mismas. Así también, se encarga de dirimir las controversias entre los agentes del subsector eléctrico actuando como árbitro entre las partes cuando éstas no hayan llegado a un acuerdo. Entre otras funciones de la Comisión se encuentran: Emitir las

normas técnicas relativas al subsector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento en congruencia con prácticas internacionales aceptadas, así como también emitir las disposiciones y normativas para garantizar el libre acceso y uso de las líneas de transmisión y redes de distribución, de acuerdo a lo dispuesto en la ley y su reglamento. (MEM, 2014)

- **Administrador del Mercado Mayorista (AMM):** El Administrador del Mercado Mayorista es una entidad privada sin fines de lucro, que coordina las transacciones entre los participantes del Mercado Mayorista, cuyas funciones principales son la coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte, al mínimo costo para el conjunto de operaciones del mercado mayorista, en un marco de libre contratación entre generadores, comercializadores, incluidos importadores y exportadores, grandes usuarios y distribuidores. Así también, el AMM establece precios de mercado de corto plazo para las transferencias de potencia y energía entre sus agentes, cuando estas no corresponden a contratos de largo plazo libremente pactados. Otra de las funciones de ésta institución son las de garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica en el país, así como la de crear las disposiciones generales para la operación de los agentes del mercado mayorista. (MEM, 2014)

Legalmente se fundamentan en el Reglamento de la Ley General de Electricidad, en su Artículo 54 hace mención de un Órgano Técnico Especializado para la elaboración del Plan de Expansión del Sistema de Transporte, el cual dice lo siguiente:

Artículo 54.- Órgano Técnico Especializado y Plan de Expansión del Sistema de Transporte. (Adicionado por el Artículo 10, Acuerdo Gubernativo No. 68-2007). El Ministerio en un plazo de doce (12) meses contados, a partir de la entrada en vigencia del presente Acuerdo deberá crear un Órgano Técnico Especializado facultado para elaborar el Plan de Expansión del Sistema de

Transporte. El Ministerio a través de ese órgano, con participación de las instituciones que intervienen en el sub-sector eléctrico, elaborará el Plan de Expansión del Sistema de Transporte. El Plan de Expansión del Sistema de Transporte deberá elaborarse cada dos (2) años y cubrir un horizonte de estudio mínimo de diez (10) años; debiendo considerar los proyectos de generación en construcción y aquellos que presenten evidencias que entrarán en operación dentro del horizonte de estudio indicado.

Para la elaboración del plan de expansión, se contará con la asesoría técnica del AMM, para realizar los estudios técnicos y proporcionar la información necesaria que se le solicite para modelar el comportamiento del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica, incluyendo las características del sistema de transporte existente y sus restricciones. El AMM deberá presentar ante el órgano técnico la información antes del uno (1) de mayo del año al cual corresponda la elaboración del plan.

El órgano técnico especializado definirá el escenario de expansión de la generación e interconexiones internacionales que estime más probables, oyendo a los generadores existentes y a los interesados en desarrollar centrales. Cualquier participante del Mercado Mayorista podrá solicitar la inclusión de obras de transmisión para que sean consideradas dentro de dicho plan, debiendo presentar los estudios que demuestren los beneficios que obtendrían el Servicio de Transporte de Energía Eléctrica -STEE- y el conjunto de operaciones del Mercado Mayorista por su realización.

El Plan de Expansión del Sistema de Transporte, independientemente del nivel de tensión, deberá cumplir en la Norma Técnica de Transmisión -NTT- que emita la comisión; debiendo considerar el suministro eléctrico necesario para satisfacer la demanda futura del sistema, minimizando:

- El costo total actualizado de inversión y operación de las obras de transmisión que se deban ejecutar, incluyendo las pérdidas en las líneas.
- Los costos variables de la operación de las centrales generadoras existentes y futuras, pero no sus costos de inversión ni sus costos fijos de operación y mantenimiento.

El plan será elaborado antes del treinta de septiembre del año que corresponda y su resultado será presentado a la CNEE y al AMM, durante la primera semana de octubre; entidades que podrán formular sus observaciones dentro de los (30) treinta días calendario siguientes; pudiendo el Órgano Técnico especializado, dentro de los siguientes (15) quince días calendario, aceptarlas o rechazarlas, debiendo en este último caso, sustentarlo mediante estudios técnicos y económicos especializados.

Una vez concluido el proceso de elaboración del plan, el mismo deberá ser publicado por el Ministerio, en la primera quincena de enero del año siguiente.”

Además, el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, en su Artículo 15 bis hace mención de la elaboración del Plan de Expansión de Generación, el cual dice lo siguiente: “Artículo 15 Bis. Plan de Expansión de Generación. (Adicionado por el Artículo 6, Acuerdo Gubernativo No. 692007). El Ministerio, a través de un Órgano Técnico especializado, con participación de las instituciones que intervienen en el mercado eléctrico nacional, incluyendo a la Comisión, elaborará el plan de expansión indicativo del sistema de generación, utilizando criterios de eficiencia económica y de garantía de suministro.

El plan de expansión indicativo del sistema de generación deberá elaborarse cada dos años y cubrir un horizonte de estudio mínimo de diez (10) años. Para la elaboración del referido plan, se contará con la asesoría técnica del AMM, la que consistirá en realizar los estudios técnicos y proporcionar la

información necesaria que se le solicite para analizar el comportamiento del Mercado Mayorista y del Sistema Nacional Interconectado, con el objetivo de identificar las necesidades de generación para el cubrimiento de la demanda del sistema. El AMM deberá presentar ante el Órgano Técnico la información antes del uno (1) de mayo del año que corresponda.

El plan será elaborado antes del treinta (30) de septiembre del año que corresponda y su resultado será presentado a la Comisión y al Administrador del Mercado Mayorista (AMM), durante la primera semana de octubre; quienes podrán formular sus observaciones dentro de los treinta (30) días calendario siguientes; pudiendo el órgano técnico especializado, dentro de los siguientes quince (15) días calendario, aceptarlas o rechazarlas, debiendo en este último caso, sustentarlo mediante estudios técnicos y económicos especializados.

El Ministerio deberá resolver sobre la procedencia o improcedencia del Plan de Expansión del Sistema de Generación. En caso de aprobación, será publicado por el Ministerio en la primera quincena de enero del año siguiente.

El Ministerio de Energía y Minas por medio del Acuerdo Gubernativo 631-2007, de fecha 27 de diciembre de 2007 en su Artículo 9 crea a la Unidad de Planeación Energético Minero, como órgano técnico especializado, para citar en el inciso “c” y “n” lo siguiente:

- “Elaborar el Plan Nacional de Desarrollo Minero, Plan Nacional de Hidrocarburos y los Planes de Expansión del Sistema Eléctrico considerando los planes de desarrollo social y económico del país y en consulta con entidades del marco institucional y los agentes del mercado de acuerdo a lo señalado en las leyes y reglamentos;
- Trabajar conjuntamente con la CNEE, el AMM y los agentes de dicho mercado, en la elaboración de los planes de expansión de la generación y

transmisión del subsector eléctrico nacional, de acuerdo a lo señalado en los reglamentos de la Ley General de Electricidad.” (Acuerdo Gubernativo Número 256-97 Reglamento de la Ley General de Electricidad, 1997)

1.2 Políticas energéticas

El 26 de febrero de 2013 en un acto oficial en el Palacio Nacional de la Cultura, se lanzó la Política Energética 2013-2027, que tendrá entre sus objetivos fortalecer las condiciones del país para hacerlo más competitivo, eficiente y sostenible en el uso y aprovechamiento de los recursos; orientado hacia la conservación de las reservas estratégicas nacionales, la satisfacción de necesidades y el desarrollo tecnológico.

El Ministerio de Energía y Minas, como organismo rector del sector energético, consciente de la importancia de la energía como motor de desarrollo del país, actualizó en el 2013, la política pública en dicha materia, priorizando la utilización de energías limpias, amigables con el medio ambiente para el consumo nacional; además de impulsar espacios de diálogo interinstitucional que permitan gestionar democráticamente las iniciativas de desarrollo social y económico, con lo cual se busca garantizar una visión integral en su implementación, seguimiento y evaluación. (Planes Indicativos de Generación y Transmisión, 2014)

La política energética considera nuevos desafíos en función de la dinámica nacional e internacional en materia energética, tales como la respuesta a demandas sociales, la necesidad de mejorar las condiciones económicas del país, y un manejo responsable del medio ambiente, así como el fortalecimiento del Estado que garantice el bienestar de su población.

Esta política es el resultado de la construcción de una visión de país de largo plazo, que el Estado de Guatemala impulsa por medio del compromiso de todos los sectores de la sociedad, con el propósito que sea la base para la planificación del desarrollo energético de Guatemala. En este marco, el aporte de la Política Energética al desarrollo del país dependerá también de la acción conjunta y coordinada con actores tanto del sector público como del sector privado, con una participación activa de la ciudadanía en los procesos vinculados a la materia.

La Política Energética 2013-2027, tiene como objetivo contribuir al desarrollo energético sostenible del país con equidad social y respeto al medio ambiente y es el resultado de un proceso de revisión técnico, metodológico y político, necesario para fortalecer la institucionalidad y la rectoría del MEM, y el conjunto de instituciones públicas vinculadas al sector.

Las líneas estratégicas de la política toman en consideración los escenarios del mercado internacional de electricidad e hidrocarburos, que permitirán una planificación estratégica de largo plazo para la efectiva producción, comercialización y distribución de los recursos, de manera eficaz y eficiente, con resultados que mejorarán la calidad de vida de los guatemaltecos y las guatemaltecas.

El primer capítulo de la política energética hace mención del diagnóstico del sector energético y su contexto, así como el marco legal, político, alcances y enfoques de dicha política energética, y las preocupaciones que son abordadas en las líneas de acción y sus correspondientes objetivos.

Asimismo, se incluye el marco legal y político del instrumento, los principios rectores, sus enfoques, y desarrolla los elementos teóricos y conceptuales que

sustentan la visión y el enfoque de la política para el mediano y largo plazo, en donde se enfatiza la observancia del desarrollo sostenible en su implementación.

En el segundo capítulo de la política energética, se da a conocer el marco estratégico, el cual comprende los puntos medulares de la política pública, integrados por los objetivos, ejes estratégicos, metas, acciones e instituciones públicas relacionadas con el sector energético.

En este apartado se dejan plasmadas las intervenciones necesarias para el logro de los objetivos, razón por la que revisten de vital importancia la coordinación interinstitucional sostenida y soportada con un adecuado sistema de monitoreo y evaluación de la política pública.

Finalmente, el instrumento hace referencia a los procesos de monitoreo y evaluación que la política requiere para medir los impactos, y que hasta el momento no se había considerado como prioridad en la gestión pública del sector de energía.

Para cumplir con el objetivo general de la política se han analizado e identificado las líneas de intervención, las cuales orientarán el accionar del MEM y de las instituciones públicas relacionadas al sector. Las mismas se listan a continuación:

- Seguridad del abastecimiento de electricidad a precios competitivos.
- Seguridad del abastecimiento de combustibles a precios competitivos.
- Exploración y explotación de las reservas petroleras con miras al autoabastecimiento nacional.
- Ahorro y uso eficiente de la energía.
- Reducción del uso de leña en el país.

1.2.1 Políticas de desarrollo de energías renovables

El Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2016-2030, se ha elaborado teniendo como enfoque principal ayudar a cumplir los objetivos operativos del primer eje de la Política Energética 2013-2027, seguridad del abastecimiento de electricidad a precios competitivos, que para el año 2030 al menos el 80 % de la generación de energía eléctrica sea mediante tecnologías a base de recursos renovables, diversificando así la matriz energética.

Cabe mencionar que también se establecieron, escenarios para promover la implementación de acciones para el desarrollo de generación por medio de diferentes tecnologías, y dependiendo de los resultados generados, se obtuvieron resultados de plantas de generación que pueden ser candidatas a ser despachadas.

Derivado de lo anterior, fueron definidos siete escenarios del sistema de expansión, tal y como lo muestra en la tabla IV.

Tabla IV. Escenarios propuestos del sistema de expansión nacional año: 2015

No.	Nombre	Escenario de demanda	Tendencia de combustible	Hidros, solares y eólicos	Geotermia	Biomasa - carbón	Gas natural	Eficiencia energética	Exportaciones
1	Biomasa - carbón	Medio	Referencia	X		X			
2	Gas natural	Medio	Referencia	X			X		
3	Geotermia	Medio	Referencia	X		X	X		
4	Todos los recursos	Medio	Referencia	X	X	X	X		
5	Exportaciones	Medio	Referencia	X	X	X	X		X
6	Eficiencia energética	Medio	Referencia	X	X	X	X	X	
7	Tendencias y demanda alta	Alto	Alto	X	X	X	X		

Fuente:<http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2016/01/Planes-Indicativos-de-Generacio%CC%81n-y-Transmisio%CC%81n.pdf>

Puede observarse a través de esta distribución, los valores resultantes de los escenarios establecidos para el período en mención, destacándose el de la

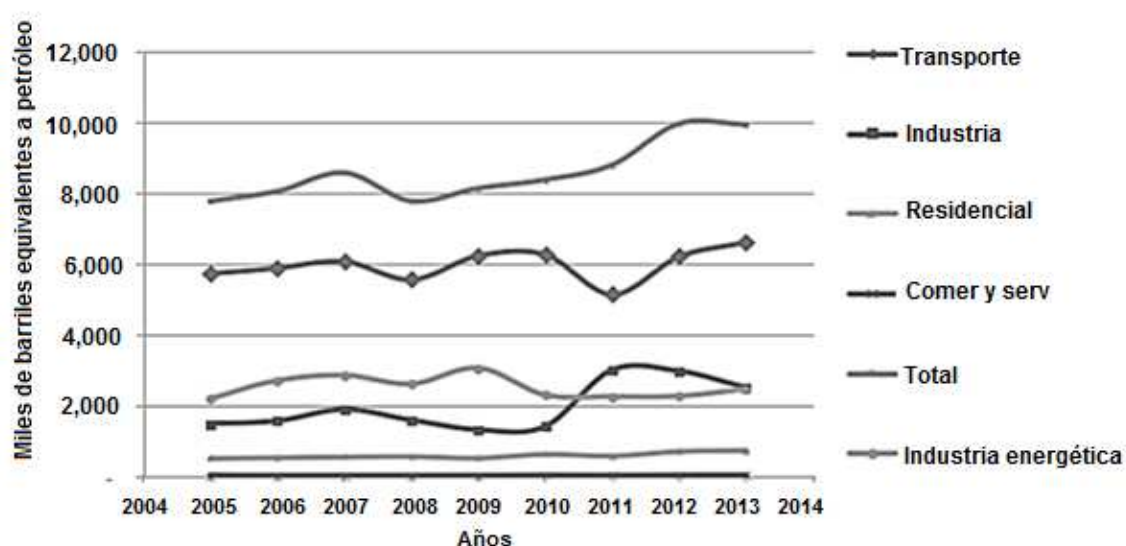
demanda, la tendencia del combustible, así como los hidrosolares y eólicos, continuando con los geotérmicos, el de biomasa-carbón, gas natural, eficiencia energética y exportaciones, todos estos valores correspondientes al plan de expansión energético que se tiene contemplado implementar o llevar a cabo en un tiempo relativamente corto.

Es por todos estos aspectos que se considera que los valores expuestos, reflejan un aspecto esencial en la vida y práctica cotidiana del ciudadano común, quien con regularidad demanda una mayor eficiencia y productividad.

1.2.2 Impacto ambiental de la generación de energía eléctrica

De acuerdo a datos de Guatemala, para los años 2005-2013, realizados por el Ministerio de Energía y Minas, y de la aplicación de factores de equivalencia, obtuvieron los siguientes resultados:

Figura 17. **Consumo de combustible por subsector años: 2005-2013**



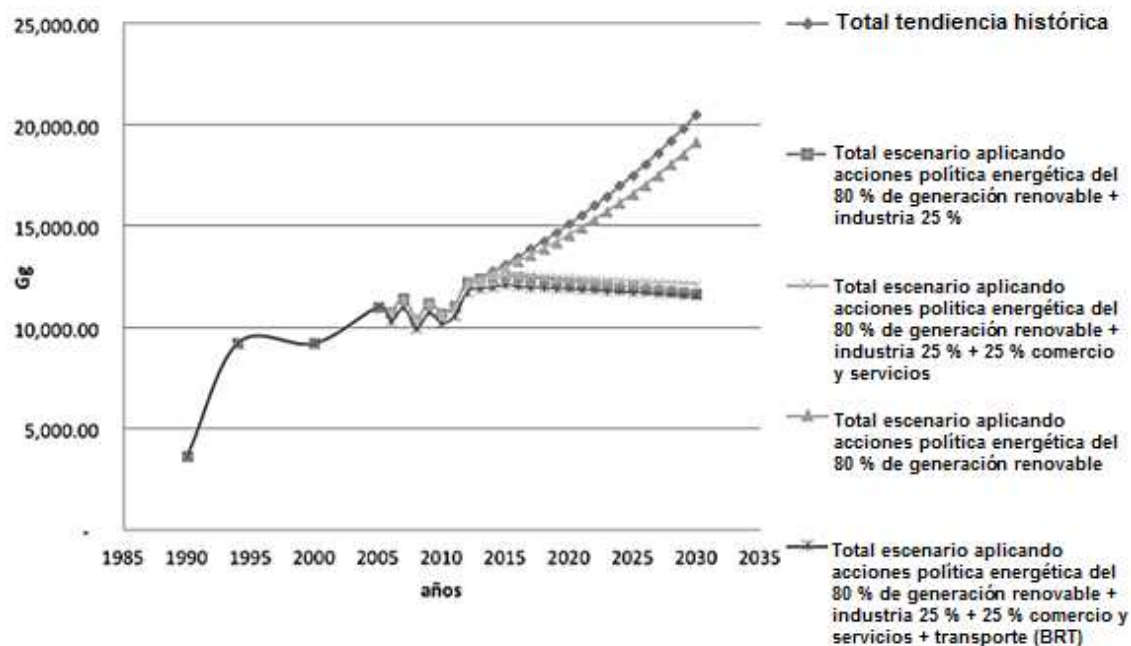
Fuente: <http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2016/01/Planes-Indicativos-de-Generacio%CC%81n-y-Transmisio%CC%81n.pdf>

De la información, se estimó las emisiones de dióxido de carbono en los diferentes subsectores, basados en la metodología del panel intergubernamental de cambio climático, surgido del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA).

A través del gráfico puede visualizarse el comportamiento que han presentado las variables durante el período de estudio en el ámbito energético guatemalteco, tomando en cuenta dentro de estos elementos, una diversidad de aspectos que se presentan dentro de estos elementos.

En la figura 18, se puede dar a conocer posibles escenarios que con llevan acciones de remoción para disminuir las emisiones de CO₂.

Figura 18. **Escenarios de emisiones de CO₂ años: 1985-2035**



Fuente: <http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2016/01/Planes-Indicativos-de-Generacio%CC%81n-y-Transmisio%CC%81n.pdf>

Las diferentes condiciones en Guatemala, para la generación de energía eléctrica se basan en la utilización de fuentes de energía renovable y no

renovable con una participación de 69.89 % de renovable y 30.11 % de no renovable en el año 2017. Con esto es posible establecer los siguientes incrementos porcentuales anuales en el período temporal de 2013 - 2030:

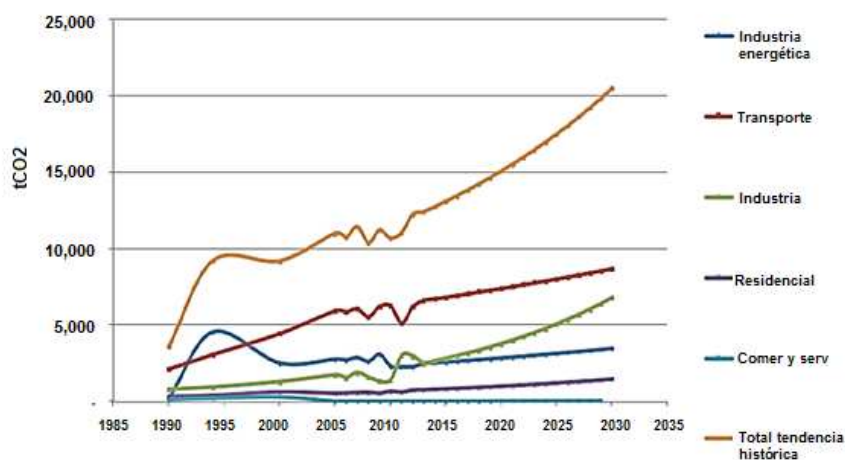
Tabla V. Incremento de emisiones según el sector años: 2013-2030

Sector	Incremento tendencial de emisiones
Industria energética	0.91 %
Transporte	1.53 %
Industria manufacturera	5.63 %
Residencial	4.18 %
Comercio y servicio público	3.94 %

Fuente: Ministerio de Energía y Minas -MEM-

La unión de las tendencias temporales al año 2030 incluye la utilización de la información contenida en los cuatro Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero, los cálculos del período 2005-2013, obtenidos con la información de los balances energéticos y una proyección, a partir de 2013 utilizando métodos numéricos y estadísticos. Los resultados se resumen en la siguiente figura.

Figura 19. Tendencias de emisiones de CO2 años: 1985-2035



Fuente: <http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2016/01/Planes-Indicativos-de-Generacio%CC%81n-y-Transmisio%CC%81n.pdf>

El incremento al año 2030 de las emisiones calculadas parte de 12,425.91 Gg de dióxido de carbono en 2013, y se estima al año 2030 un valor de 20,526.52 Gg. Los sub sectores que ayudan de forma significativa en el incremento de las emisiones tendenciales al 2030 son el transporte y la industria manufacturera. Los demás sub sectores que se incluyen en el balance energético tienen menor influencia en el aumento neto.

La Política Energética 2013-2027 publicada por el Ministerio de Energía y Minas, impulsa el desarrollo de los planes de expansión en el año 2012 y el Plan de Expansión Indicativo de la Generación de Energía Eléctrica. Se plasma como objetivo para el año 2027, que la matriz energética sea compuesta por un 80 % de energía renovable y un 20 % de energía no renovable. (MEM, 2014)

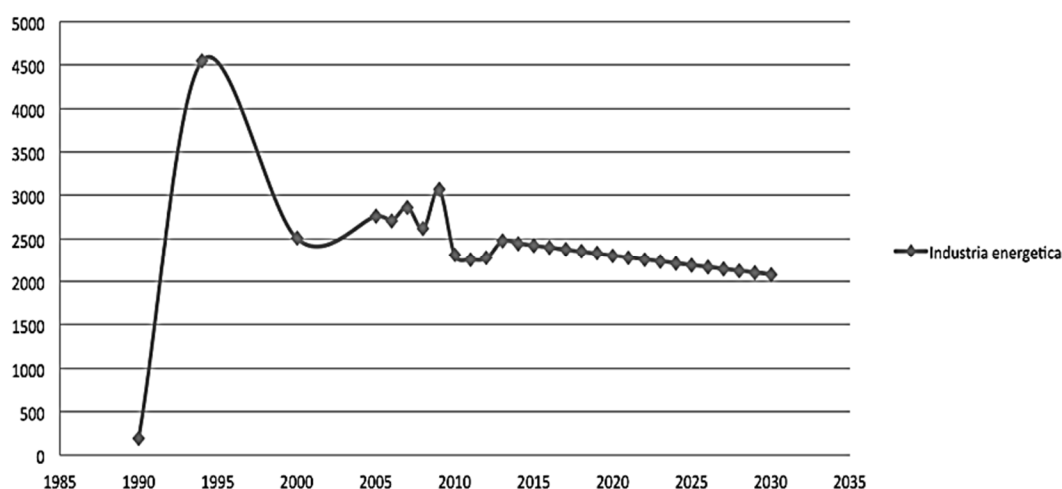
Esto implica que se debe incrementar de un 69.89 % ya logrado en la actualidad a 80 %, es decir, 10.11 %. Las proyecciones tomando en consideración estos cambios implican el siguiente incremento anual:

Tabla VI. Incremento de emisiones, según el sector

Sector	Incremento tendencial de emisiones
Industria energética	-1.12 %
Transporte	1.53 %
Industria manufacturera	5.63 %
Residencial	4.18 %
Comercio y servicio público	3.94 %

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero

Figura 20. Tendencia de emisiones de tC02 de la industria energética años: 1980-2035



Fuente: <http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2016/01/Planes-Indicativos-de-Generacio%CC%81n-y-Transmisio%CC%81n.pdf>

1.3 Impacto ambiental de las distintas fuentes de generación de energía eléctrica

La energía eléctrica pasa por distintas fases en cada una de las cuales se acometen actividades con un potencial impacto sobre el entorno hasta llegar a su uso final. Cabe resaltar entre aquellos impactos que tienen resultados a escala global sobre el planeta y aquellos impactos que dejan huella sobre su entorno, condicionando de forma más directa la vida de los habitantes.

A continuación, se tratarán diferentes actividades globales generadas por el conjunto de la sociedad, a través de muy diversas labores, entre ellas, la distribución y generación de energía eléctrica.

Biodiversidad: la conservación de la misma se viene realizando más difícil a lo largo de los años con el actual crecimiento económico. Según el Convenio sobre la diversidad biológica, la biodiversidad puede explicarse como el constante cambio de organismos vivos de cualquier fuente, incluidos, entre

otras cosas; los ecosistemas terrestres y marinos y otros ecosistemas acuáticos y los complejos procesos ecológicos de los que forman parte; comprende la diversidad dentro de cada especie entre las especies y de los ecosistemas. Para diversos actores este significado incluye el paisaje y el patrimonio histórico artístico.

El apoderamiento del territorio por medio de infraestructuras frecuentemente provoca alteraciones en la conducta normal de las especies, y pone en peligro su crecimiento normal.

Los impactos principales potenciales de las actividades de distribución y generación de energía eléctrica sobre la biodiversidad son los siguientes:

Pérdida o cambio de hábitats naturales: En consecuencia, a cambios en la utilización del suelo, por el establecimiento de todo tipo de instalaciones de energía, o cambios en los ecosistemas.

- Los embalses modifican un sistema de corrientes de aguas en un sistema de aguas lentas, lo que afecta en procesos fisicoquímicos que se desarrollan a lo largo de los ríos, pero a la vez, se crean nuevos biotopos con unas condiciones ambientales relativamente normales. Permiten el desarrollo de humedales y dan equilibrio a las condiciones de los ríos aguas abajo.
- La generación hidráulica afecta en la eutrofización de las masas de agua de forma mínima. El culpable principal es la adición en exceso de fosfatos y nitrógeno, a través de descargas de aguas residuales no tratadas aguas arriba del embalse, el uso abundante de abonos y regadío, la actividad ganadera masiva en la cuenca del río. Mediante una administración ambiental adecuada de los usos y vertidos de la cuenca se pueden lograr

o mitigar la alta eutrofización en el ecosistema acuático y sus impactos sobre la calidad del agua del embalse. Para impedir la eutrofización del embalse se realizan los procesos correspondientes, como oxigenación, estudios sobre la limpieza de lechos, entre otros.

- Intrusión paisajística por la adición de nuevas identidades paisajísticas, con objetivo de la presencia de elementos e infraestructuras ajenas al paisaje natural que representan nuevas referencias visuales, cables eléctricos, parques eólicos, plantas de generación hidráulica, minihidráulica. El impacto puede ser localmente alto, pero en general estas identidades paisajísticas se ubican en territorios ya muy alterados por la agricultura, selvicultura, deforestación, otras instalaciones y urbanismo. (IBERDROLA, 2012: 3.)

Perturbación a la flora y fauna: se desarrollan actividades que afectan a los hábitats y a las especies que en ellos viven de diferentes formas:

- Pérdida de aves por electrocución o colisión ocasionadas por los cables eléctricos. La influencia que tiene un orden más bajo que en la agricultura, el transporte o la agricultura.
- Pérdida de fauna como aves y quirópteros, por colisión con las aspas de los aerogeneradores.
- La actividad humana y de maquinaria y el ruido en las obras de construcción de infraestructuras de producción y distribución. Tanto el consumo de suelo como los efectos secundarios suelen ser moderados a menos que los entornos afectados sean frágiles.

- Trabajos de mantenimiento de los derechos de vía de las líneas de distribución eléctricas. Solo es alto cuando el territorio afectado es de alto nivel climático. En los casos generales, con una adecuada gestión, puede incluso ser un impacto positivo, corredores naturales.
- La construcción de un embalse en el cauce de un río ocasiona una alteración del régimen natural de caudales, ya que el embalse se construye precisamente para regular éstos, acomodando los recursos aportados por el río a unas determinadas necesidades. El cambio del régimen de caudales, a partir de embalse, tiene efectos a medio y largo plazo sobre las poblaciones piscícolas, y sobre la flora del bosque apícola. La disminución del impacto se consigue mediante el mantenimiento de caudales mínimos a evacuar desde el embalse, conocido comúnmente como régimen de caudales ecológicos.
- Actividad humana y de maquinaria durante las labores de mantenimiento de las instalaciones.
- La gestión de los embalses crea una franja árida por la oscilación de los niveles de agua puede afectar a la flora y fauna acuática y terrestre.
- Descargas térmicas. El agua desviada para la refrigeración de las centrales térmicas es devuelta en su mayoría a la masa de agua con un leve incremento de temperatura que puede ocasionar un calentamiento del agua de ciertas partes de los ríos o embalses.
- Posible contaminación accidental por fugas o descargas de sustancias contaminantes.
- Incendios forestales provocados por electrocuciones o cortocircuitos.

Fragmentación del hábitat: pérdida de hábitats, debido al aislamiento, la disminución de su tamaño y el cambio de forma de los mismos, por ejemplo, se da por la construcción de grandes embalses y presas y en menor medida por la construcción de líneas eléctricas y parque eólicos.

Cambio climático: el fenómeno de efecto invernadero natural es necesario para sostener un rango de temperaturas que da lugar a que el planeta Tierra sea habitable.

El aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) causa una acumulación en la atmósfera de éstos gases superior a la natural, dando lugar, según la opinión de la mayoría de la comunidad científica, confirmado por el panel intergubernamental de cambio climático (IPCC) a una variación lenta de las temperaturas, con los consecuentes cambios para muchos ecosistemas.

Las primeras fases en la lucha contra el cambio climático iniciaron en 1992 de la Conferencia de Río, Conferencia de la tierra, en la que se inició la Convención Marco de Naciones Unidas acerca del Cambio Climático. Los países industrializados se comprometieron a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Este esfuerzo común internacional se plasmó en la firma del Protocolo de Kioto en diciembre de 1997. (IBERDROLA, 2012: 3.)

Este Acuerdo describió el primer instrumento legislativo de carácter vinculante para los firmantes, mediante los países industrializados se comprometen a reducir un 5,2 % sus emisiones de gases de efecto invernadero en el período 2008-2012, con respecto a los niveles de 1990. Los GEI incluidos en el Anexo A del Protocolo de Kioto son los siguientes:

- Dióxido de Carbono (CO₂)
- Metano (CH₄)

- Óxido Nitroso (N_2O)
- Hidrofluorocarbonos (HFCs)
- Perfluorocarbonos (PFCs) - Hexafluoruro de azufre (SF_6)

Emisiones de gases de efecto invernadero en la distribución y generación de energía eléctrica. De los seis gases de efecto invernadero regulados en el Protocolo de Kioto, cinco son emitidos, debido al crecimiento de diversas actividades a lo largo de las fases de producción de energía eléctrica.

En la generación de energía eléctrica en centrales térmicas, la quema de combustibles fósiles se produce emisiones de dióxido de carbono (CO_2) y óxido nitroso (N_2O). Con el fin de disminuir a lo máximo posible estas emisiones, se tiene en cuenta el valor calorífico neto de los combustibles utilizados (contenido energético), su factor de emisión de CO_2 y N_2O (emisiones por cantidad de combustible utilizado) y las tecnologías disponibles (incremento de eficiencia energética).

El metano (CH_4) es producido en cantidades más pequeñas que el dióxido de carbono en las fases de combustión y también por emisiones fugitivas de combustible en las fases de suministro y transporte.

El hexafluoruro de azufre (SF_6) es arrojado a la atmósfera por las pérdidas o fugas en su utilización como aislante en protecciones eléctricas e interruptores eléctricos.

Los hidrofluorocarbonos (HFCs) son utilizados como refrigerantes o como elementos espumantes para la extinción de incendios.

Las principales acciones para la disminución de las emisiones de CO_2 y del resto de gases de efecto invernadero, se centralizan en la eficiencia energética y

en la implantación de energías renovables como la eólica, solar, minihidráulica, y el empleo tecnológico de la energía de los océanos y la geotérmica.

Degradación de la capa de ozono: en los años setenta se reveló que ciertos elementos químicos, clorofluorocarbonos (CFCs), utilizados hasta entonces como refrigerantes y como propelentes en los aerosoles, ocasionan la degradación de la capa de ozono que rodea el planeta Tierra.

Estas sustancias se distinguen por un elevado tiempo de permanencia en la atmósfera, llegando hasta las capas superiores de la atmósfera donde son descompuestos por la luz solar. La descomposición de las moléculas admite a los radicales de cloro reaccionar con las moléculas de ozono, en una reacción fotoquímica, eliminándola y debilitando de forma progresiva la capa de ozono.

La presencia de CFCs en la generación de energía eléctrica, se limita a su utilización en los elementos de extinción de incendios y en procesos de refrigeración. Estos equipos vienen siendo retirados de acuerdo con la legislación vigente. Las únicas emisiones a la atmósfera que proceden de estos productos confinados son las derivadas de pérdidas insignificantes.

Lluvia ácida: la lluvia ácida es un fenómeno ambiental producido por las emisiones de óxidos de nitrógeno y azufre a la atmósfera. La utilización como combustible de determinados tipos de carbones en las centrales térmicas puede ocasionar la formación de ácido sulfúrico y ácido nítrico (H_2SO_4 y HNO_3 respectivamente) en la atmósfera. La lluvia ácida se forma generalmente en las nubes altas donde el SO_2 y los NO_x (Óxidos de Nitrógeno $\text{NO}_x = \text{NO} + \text{NO}_2$) reaccionan con el agua y el oxígeno, formando una solución diluida de ácido sulfúrico y ácido nítrico. La radiación solar aumenta la velocidad de esta reacción.

La nieve, la niebla, la lluvia y otras formas de precipitación conducen estos contaminantes hacia las partes bajas de la atmósfera, depositándolos sobre las hojas de las plantas, los edificios, los monumentos y el suelo.

La lluvia ácida afecta directamente a las hojas de los vegetales, quitándole de su cubierta cerosa y provocando pequeñas lesiones que cambia el proceso fotosintético.

El cambio por combustibles con bajos contenidos en azufre posibilita minimizar las emisiones de óxidos de azufre, mientras que la eficiencia en condiciones de combustión disminuye las emisiones de óxidos de nitrógeno, minimizando de esta manera la probabilidad de formación de este tipo de lluvias. No se trata de un fenómeno local, ya que las emisiones de estos elementos pueden ocasionar lluvias ácidas a miles de kilómetros de distancia del epicentro de emisiones.

1.3.1 Políticas y estrategias ambientales

La minimización de los impactos ambientales ocasionados por la generación y distribución de energía eléctrica pasa por la aplicación de determinadas medidas preventivas.

La elaboración de Evaluaciones de Impacto Ambiental (EIA), de acuerdo con la normativa existente, permite evaluar de forma previa el impacto de las infraestructuras de producción, transformación y distribución sobre el medio natural. El enfoque de las EIAs es preventivo, tratando de minimizar el impacto de las infraestructuras sobre el medio natural, mediante acciones preventivas reflejadas en las preceptivas Declaraciones de Impacto Ambiental.

Otra de las medidas preventivas es la sistematización de la gestión ambiental, sistema que actúa como herramienta de gestión y control de los riesgos ambientales de forma integrada en la organización de las distintas fases de la producción de energía eléctrica. (CONAP, 2013)

De acuerdo con los requisitos legales, la práctica totalidad de los proyectos de infraestructuras de producción, distribución y transformación de electricidad están sometidas a una Evaluación de Impacto Ambiental.

La Evaluación de Impacto Ambiental es el proceso de análisis encaminado a predecir los impactos ambientales que un proyecto o actividad daría lugar si se realizará, con el fin de establecer su aceptación, modificación o rechazo por parte de la Administración, de acuerdo con las leyes en vigor.

La evaluación ha de ser lo menos subjetiva e imparcial posible a la hora de calcular la importancia de los impactos que se producen, y la posibilidad de evitarlos, o de reducirlos a niveles aceptables. La evaluación ha de tener en cuenta los efectos sobre la población, la fauna, la flora, la vegetación, el suelo, el aire, el agua, el clima, el paisaje y en definitiva sobre todos los ecosistemas presentes en el área previsiblemente afectada. Para ello se elaboran los estudios técnicos, estudios de impacto ambiental, objetivos e interdisciplinarios que logran predecir los impactos ambientales.

Los estudios deben incluir una valoración de impacto ambiental, de forma que permitan comparar alternativas diferentes de un mismo proyecto.

El contenido básico de un Estudio de Impacto Ambiental es el siguiente:

- Descripción del proyecto y sus acciones.

- Examen de alternativas técnicamente viables y justificación de la opción elegida.
- Inventario ambiental y descripción de las interacciones ecológicas o ambientales y socioeconómicas claves.
- Identificación y valoración de impactos, de la solución propuesta y de sus alternativas.
- Establecimiento de medidas protectoras y correctoras.
- Programa de vigilancia ambiental.
- Documento de síntesis.

La culminación del proceso de evaluación ambiental es la declaración de impacto ambiental emitida por el organismo ambiental, después de analizar el estudio de impacto ambiental y de conocer las alegaciones, objeciones y comunicaciones del proceso de participación pública. Esta declaración determinará, sólo a efectos ambientales, la conveniencia o no de realizar el proyecto, y en caso afirmativo, fijará las condiciones en que debe proceder.

1.3.2 Planes de mitigación

Un sistema de gestión ambiental (SGA) se define como: “Parte del sistema de gestión de una organización, empleada para desarrollar e implementar su política ambiental y gestionar sus aspectos ambientales”.

El sistema ha de incluir la estructura organizativa, la planificación de las actividades, las responsabilidades, las prácticas, los procedimientos, los procesos y los recursos para desarrollar, implantar, revisar y mantener al día los compromisos en materia de protección ambiental que suscribe una organización, a través de la Política Ambiental.

La implantación de sistemas de gestión ambiental implica un seguimiento de la normativa aplicable a cada instalación; una identificación de los principales efectos ambientales de cada una de ellas; una evaluación de riesgos de tales efectos, planes de reducción de riesgos, que pueden implicar la implantación de medidas preventivas o correctoras; la existencia de controles, objetivos y planes de mejora, planes de emergencia, etcétera, todo ello gestionado por una organización formada y preparada para el mantenimiento de este sistema.

Las normas sobre gestión ambiental de la serie UNE-EN-ISO: 14000 están destinadas a proporcionar a las organizaciones los elementos de un sistema de gestión ambiental efectivo, que puede ser integrado con otros requisitos de gestión, para ayudar a las organizaciones a alcanzar sus metas ambientales y económicas. Los requisitos de un SGA son aplicables a todos los tipos y tamaños de las organizaciones, ajustándose a distintas condiciones geográficas, culturales y sociales. Esta normativa detalla los requisitos para un SGA, permitiendo a una organización formular una política y unos objetivos, teniendo en cuenta los requisitos legales y la información acerca de los impactos ambientales significativos.

El éxito de un SGA depende del grado de compromiso alcanzado a todos los niveles y funciones de la organización, principalmente a nivel de la alta dirección para cumplir con los requisitos establecidos.

El desarrollo del sistema posibilita a la organización, para establecer y evaluar la efectividad de los procedimientos e instrucciones técnicas para implantar la política y objetivos ambientales, conseguir la conformidad con éstos y demostrar tal conformidad a terceros. La organización debe definir sus aspectos ambientales, a partir de la totalidad de los elementos de sus actividades, servicios y productos que interactúan con el medio ambiente.

A nivel general, la implantación de un SGA de acuerdo con normas internacionales demuestra que la organización cumple con los siguientes requisitos:

- Está comprometida con la responsabilidad de mantener una política y unos objetos ambientales destinados a la mejora continua de su actuación frente al medio ambiente.
- Realiza una comprobación de una situación respecto a la reglamentación normativa ambiental aplicable a sus actividades.
- Identifica y valora los aspectos ambientales asociados a sus actividades, servicios y productos, definiendo pautas de actuación para su prevención y control.
- Realiza el seguimiento y la medición de las características relacionadas con los efectos ambientales que pudieran producirse, interpretando y analizando los registros.
- Designa responsabilidades y recursos necesarios para el cumplimiento de sus prioridades.
- Asegura la formación de su personal respecto a la gestión ambiental.

Para lograr sus objetivos ambientales, el sistema de gestión ambiental alentará a las organizaciones, para que consideren la implantación de la mejor tecnología disponible donde ello sea apropiado y económicamente viable. (Comité Técnico ISO/TC 207, 1996)

2. GENERACIÓN DISTRIBUIDA RENOVABLE

2.1 Reseña histórica

Históricamente ha prevalecido la idea que un sistema eléctrico eficiente debía basarse en grandes plantas de generación y largas líneas de transporte. Pero esto ya no es cierto. En Estados Unidos, la potencia media de las nuevas plantas ha descendido desde los 600 MW a mediados de los años ochenta a 100 MW en 1992 y a 22 MW en 1998, y así sucesivamente con el devenir de los años. Como indican los datos anteriores, estamos inmersos en una revolución tecnológica en el sector eléctrico, que se manifiesta por el acelerado desarrollo de la microgeneración o generación distribuida (placas fotovoltaicas, energía eólica, microturbinas, pilas de combustible, etc.). (Fundación Gas Natural, 2011)

En la definición anterior, se observa la evolución que ha manifestado la potencia de nuevas plantas en Estados Unidos, estimando un plazo de 25 años aproximadamente, producto de la revolución tecnológica a la cual se hace referencia y en virtud de la presencia de nuevas formas de generación de electricidad en dicho país; esta situación no sucede en países tercermundistas, tal es el caso de Guatemala, donde aún luego de más de 35 años de conflicto armado, se siguen presentando conflictos en torno al sistema eléctrico que rige en el país, a raíz del desacuerdo de las comunidades con el servicio que presta la Empresa Eléctrica y Distribuidoras de Oriente y Occidente.

Un fundamento clave para la implementación de la GDR en los mercados emergentes puede ser la reducción del costo de la electricidad para los usuarios. Especialmente en países que dependen de los combustibles fósiles importados a precios elevados (como los países del Caribe), la GDR representa una

alternativa para la generación de electricidad a un costo más bajo, utilizando los recursos naturales locales. La reducción del costo de la electricidad para usuarios requiere que la GDR sea económicamente viable, y se define como la GDR que reduce el costo del suministro de electricidad para todo el país. Disminuir el costo de la electricidad para el conjunto del país significa que el costo de generar un kilovatio/hora (kWh) requerido por la GDR debe ser inferior al costo requerido por las centrales a escala de las empresas de servicios públicos. (Pacheco., 2010)

De los aspectos citados y aplicables para Guatemala, se resalta el hecho que el 16 de septiembre de 2008, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica emitió la Resolución CNEE-171-2008, mediante la cual aprobó la Norma Técnica para la Conexión, Operación, Control y Comercialización de la Generación Distribuida Renovable -NTGDR- y Usuarios Auto productores con Excedentes de Energía, con el fin de establecer las disposiciones generales que deben cumplir los Generadores Distribuidores Renovables y los Distribuidores para la conexión, operación, control y comercialización de energía eléctrica producida con fuentes renovables; en ese sentido y considerando el tiempo transcurrido desde la emisión de dicha Norma Técnica, es necesario adaptar las disposiciones generales contenidas en ella a la actualidad, con la finalidad de facilitar el acceso al Sistema Eléctrico Nacional, a través de fuentes energéticas renovables, en atención a su tamaño, ubicación física, infraestructura eléctrica de las empresas de distribución, y nivel de tensión técnico y económicamente.

Las tecnologías de energía que suministran potencia firme (es decir, potencia sin interrupción y que puede ser despachada como carga base) deberían compararse con el costo total de generación de las centrales convencionales (es decir, un costo que incluya tanto los costos fijos de capital como los costos variables de operación y mantenimiento). Las tecnologías de energía renovable que proveen potencia no firme (como la eólica, que provee potencia intermitente) deberían compararse únicamente con los componentes

variables del costo de generación de las centrales convencionales (dado que cuando se construye una central de energía renovable no firme, igualmente se necesita capacidad firme para respaldo y reserva).

Son los costos que debe cubrir un Generador Distribuido Renovable, relacionados con las obras e infraestructura eléctrica, inherentes al punto de conexión, necesarias para permitir la inyección de la energía eléctrica producida por dicho generador, en las instalaciones de distribución, de conformidad con lo estipulado en la Ley General de Electricidad, su Reglamento y esta Norma.

Los sistemas eléctricos de potencia en todo el mundo están evolucionando hacia un escenario donde cada vez es más común la presencia de unidades de generación cerca de la demanda. Esta generación es conocida actualmente como generación distribuida renovable (GDR). Los motivos de esta tendencia son producto de diversas políticas energéticas internacionales que apoyan la conexión de generación de energía eléctrica, basada en fuentes alternativas o en tecnologías de alta eficiencia.” (López Lezama, 2009)

En la definición expuesta se evidencia a grandes rasgos, los efectos propios de la globalización que ha ganado terreno paulatinamente y en ese proceso desempeña un papel fundamental la generación de energía eléctrica. La globalización se ha extendido como una necesidad de los países de agruparse para generar valor agregado en las diferentes áreas a la cadena de producción.

La energía eléctrica, producto principal en la integración regional en un mercado eléctrico, coloca a las líneas de transmisión como soporte para que exista libre competencia.

Desde que se ha implementado este tipo de generación en las redes de distribución, algunos países como Argentina, Chile, Brasil, España, entre otros.

Estos han hecho estudios para optimizar y mejorar la integración de esta generación; se han estudiado algoritmos que facilitan el análisis de este tema. En la siguiente tabla se listan algunas metodologías de estudio. (López Lezama, 2009)

El objetivo de una integración regional es enlazar de acuerdo a la globalización, las diversas economías y sociedades mediante la creación de un espacio económico, social, energético y político regido por un marco institucional común, no necesariamente un gobierno común, que establece reglas y modos de operaciones comunes.

Un mercado regional de energía eléctrica permitirá flujos de importación y exportación, a través de las redes de transmisión, aumentará inversiones y dotaría de mayor seguridad a los sistemas de redes integradas, en ese orden de ideas, Guatemala no puede ser ajena a estos preceptos tan elementales que inciden en el mercado energético internacional.

Tabla VII. Resumen de Publicaciones Investigadas

Artículos	Tecnología GD		Criterio de optimización de confiabilidad				Criterio de minimización de pérdidas				Otros criterios		
	Convencional	No convencional	Algoritmo de compensación de energía reactiva modificado	Confiabilidad probabilística	Algoritmos recursivos	Simulación secuencial monte carlo	Multiplicador de lagrange	Algoritmo primal interior dual point	Programación lineal	Algoritmos genéticos	Optimización entero-mixto no-lineal	Optimización de flujo de energía (EFOM)	Algoritmo primal interior dual point
[4]	X		X		X								
[5]	X			X									
[6]	X	X			X								
[7]		X				X							
[8]	X					X							
[9]	X					X							
[10]	X						X						
[11]	X							X					
[12]	X								X				
[13]	X									X			
[14]	X									X			
[15]	X										X		
[16]		X										X	
[17]		X											X

Fuente: Artículo publicado por el Comité de Estudio C6 -Sistemas de Distribución y Generación Dispersa- Universidad Nacional de San Juan de Argentina mayo 2009.

Como resultado de las publicaciones estudiadas, se observa que la mayoría están enfocadas a la utilización de GD con fuentes de generación convencionales, por lo que se encuentra abierta la necesidad del estudio de implementación de energías renovables como fuentes primarias de generación y los consiguientes beneficios a obtener mediante su utilización, como el mejoramiento de las condiciones ambientales, disminuyendo las emisiones de CO₂.

Desarrollo de sistemas o equipos energéticos para el aprovechamiento del recurso energético e industrial, así como el control de la contaminación considerando la preservación y cuidado del medio ambiente. Distribución espacial y temporal de la contaminación por el uso de combustibles.

El entendimiento de estos métodos posibilita valorar los beneficios cuando son implementadas las unidades GDR en los sistemas de distribución de energía eléctrica, brindando incentivos a los operadores del sistema de distribución para su integración a los sistemas actuales, en el afán de cooperar en el futuro con el planeamiento de la expansión de los mismos. Siguiendo estos estudios, se observa que no existe consenso general en cuál es el mejor método de análisis. No existe una metodología que considere conjuntamente los factores económicos de minimización de pérdidas y confiabilidad considerando la variabilidad de las fuentes de energías renovables.

En Guatemala no existen formalmente estudios de esta índole, debido a que la integración de la generación en las redes de distribución está todavía en fase de crecimiento. En cambio, en los países sudamericanos la generación distribuida está en auge y por lo consiguiente se han realizados varias investigaciones adoptando criterios de confiabilidad, optimización y reducción de pérdidas, con el fin de aprovechar al máximo los recursos disponibles del país sin afectar la calidad del servicio a los usuarios finales.

2.2 Conceptos generales

Las energías renovables son aquellas que se producen en forma continua y son inagotables a escala humana solar, eólica, hidráulica, biomasa y geotérmica. Las energías renovables son fuente de abastecimiento energético, respetuosas con el medio ambiente.

Lo que no significa que no ocasionen efectos negativos sobre el entorno, pero estos son infinitamente menores si se comparan con los impactos ambientales de las energías convencionales (combustibles fósiles petróleo, gas y carbón, energía nuclear, etc.) además son siempre reversibles, según un estudio sobre “Impactos ambientales de la Producción de Electricidad” el impacto ambiental en la generación de electricidad de las energías convencionales es treinta y un veces superior a las energías renovables. (Impactos Ambientales de la Producción de Electricidad. Estudio comparativo de ocho tecnologías de generación eléctrica., 2014)

La ventaja medioambiental más importante que resulta de las energías renovables es la no emisión de gases contaminantes como resultado de la combustión de combustibles fósiles, responsables del calentamiento global y de la lluvia ácida y la no generación de residuos peligrosos de difícil tratamiento y que suponen durante generaciones una amenaza para el medio ambiente como los residuos radioactivos relacionados con el uso de la energía nuclear.

Estas se pueden clasificar de la siguiente forma:

- No renovables: son las energías que se encuentran en la naturaleza en una cantidad limitada y una vez consumidas en su totalidad no pueden sustituirse, ya que no existe sistema de producción o extracción viable, y la producción

desde otras fuentes es demasiado pequeña como para resultar útil a corto plazo.

- Nuclear: son energía nuclear el uranio y el plutonio, y todos aquellos elementos que se puedan adecuar a reactores. La energía nuclear se utiliza para producir electricidad en los centros nucleares, la forma de producir la electricidad es muy parecida a la de las centrales termoeléctricas, aunque el calor no se produce por combustión, sino mediante la fusión de materiales fisibles.

El uranio es un elemento químico metálico de color plateado-grisáceo de la serie de los actínidos (grupo de elementos que forman parte del período 7 de la tabla periódica de los elementos), en la naturaleza se presenta en pocas cantidades en las rocas, tierra, agua y seres vivos.

Plutonio es un elemento metálico radioactivo que se utiliza en reactores y armas nucleares y sus propiedades se asemejan a las de los lantánidos (grupo de elementos que forman parte del período 6 de la tabla periódica).

Entre las ventajas de esta se puede indicar que: produce mucha energía de forma continua y a un precio razonable y no genera emisión de gases de efecto invernadero durante su funcionamiento.

Mientras que las desventajas son: su combustión es limitada; genera residuos radiactivos durante 100 años; puede ocasionar graves catástrofes medioambientales en caso de accidente y algunas de ellas no están suficientemente desarrolladas tecnológicamente.

- Fósil: la energía fósil proviene de restos de seres vivos enterrados hace millones de años, que se transformaron bajo condiciones adecuadas de presión y temperatura.

El combustible fósil puede utilizarse directamente, quemándolo para obtener calor y movimiento en hornos, estufas, calderas, motores, para electricidad en las centrales térmicas o termoeléctricas, en las cuales con el calor generado al quemar estos combustibles se obtiene vapor de agua que, conducido a presión es capaz de poner en funcionamiento un generador eléctrico, normalmente una turbina.

Son combustibles fósiles el carbón, el gas natural y el petróleo. Entre sus ventajas están que son muy fáciles de extraer y existe gran disponibilidad. Aunque cuenta con algunas desventajas como que su uso produce la emisión de gases que contaminan la atmósfera y resultan tóxicos para los seres vivos; se puede producir un agotamiento de las reservas a corto o mediano plazo y al ser utilizados contaminan más que otros productos que podrían haberse utilizado en su sustitución.

- Renovables o verdes: es la energía contenida en los elementos de la naturaleza, las cuales traen grandes beneficios a la sociedad y sobre todo al entorno natural.

La energía renovable podría solucionar muchos problemas ambientales, como el cambio climático, residuos radioactivos, lluvias ácidas y contaminación atmosférica. Podrían cubrir un tercio del consumo de electricidad y reducir las emisiones de dióxido de carbono en un 20 %. (Garnica, 2012)

2.3 Tecnologías disponibles

Las fuentes renovables de energía son aquellas fuentes que tienen como característica común que no se terminan, o que se renuevan por naturaleza, dentro de estas fuentes se encuentran las siguientes:

2.3.1 Solar

La energía solar es una fuente de vida y origen de la mayoría de las demás formas de energía en la Tierra. Cada año la radiación solar aporta a la Tierra la energía equivalente a varios miles de veces la cantidad de energía que consume la humanidad. Recogiendo de forma adecuada la radiación solar, esta puede transformarse en otras formas de energía como energía térmica o energía eléctrica utilizando paneles solares. (ECURED, 2017)

Mediante colectores solares, la energía solar puede transformarse en energía térmica, y utilizando paneles fotovoltaicos la energía luminosa puede transformarse en energía eléctrica. Ambos procesos nada tienen que ver entre sí en cuanto a su tecnología. Así mismo, en las centrales térmicas solares se utiliza la energía térmica de los colectores solares para generar electricidad.

Se distinguen dos componentes en la radiación solar: la radiación directa y la radiación difusa. La radiación directa es la que llega directamente del foco solar, sin reflexiones o refracciones intermedias. La difusa es la emitida por la bóveda celeste diurna gracias a los múltiples fenómenos de reflexión y refracción solar en la atmósfera, en las nubes, y el resto de elementos atmosféricos y terrestres. La radiación directa puede reflejarse y concentrarse para su utilización, mientras que no es posible concentrar la luz difusa que proviene de todas direcciones. Sin embargo, tanto la radiación directa como la radiación difusa son aprovechables.

Se puede diferenciar entre receptores activos y pasivos en que los primeros utilizan mecanismos para orientar el sistema receptor hacia el Sol, llamados seguidores y captan mejor la radiación directa.

Una importante ventaja de la energía solar es que permite la generación de energía en el mismo lugar de consumo mediante la integración arquitectónica. Así, se puede dar lugar a sistemas de generación distribuida en los que se eliminan casi por completo las pérdidas relacionadas con el transporte que en la actualidad suponen aproximadamente el 40 % del total, y la dependencia energética. (Solar Energy Projects, S.A.C., 2009)

Las diferentes tecnologías fotovoltaicas se adaptan para sacar el máximo rendimiento posible de la energía que recibimos del sol. De esta forma, por ejemplo: los sistemas de concentración solar fotovoltaica (CPV por sus siglas en inglés) utiliza la radiación directa con receptores activos para maximizar la producción de energía y conseguir así un coste menor por kW/h producido. Esta tecnología resulta muy eficiente para lugares de alta radiación solar, pero actualmente no puede competir en precio en localizaciones de baja radiación solar como Centro Europa, donde tecnologías como la Capa Fina (*Thin Film*) están consiguiendo reducir también el precio de la tecnología fotovoltaica tradicional. (Solar Energy Projects, S.A.C., 2009)

2.3.2 Eólica

El término eólico viene del latín *Aeolicus* (griego antiguo Αἰόλος / Aiolos), perteneciente o relativo a Éolo o Eolo, dios de los vientos en la mitología griega y, por tanto, perteneciente o relativo al viento. La energía eólica ha sido aprovechada desde la antigüedad para mover los barcos impulsados por velas o hacer funcionar la maquinaria de molinos al mover sus aspas. Es un tipo de energía verde. (ECURED, 2017)

La energía del viento está relacionada con el movimiento de las masas de aire que desplazan de áreas de alta presión atmosférica hacia áreas adyacentes de baja presión, con velocidades proporcionales (gradiente de presión). Por lo que puede decirse que la energía eólica es una forma indirecta energía solar, las diferentes temperaturas y presiones en la atmósfera, provocadas por la absorción de la radiación solar, son las que ponen al viento en movimiento.

El aerogenerador es un generador de corriente eléctrica, a partir de la energía cinética del viento, es una energía limpia y también la menos costosa de producir, lo que explica el fuerte entusiasmo por esta tecnología.

2.3.3 Hidráulica

El aprovechamiento de la energía potencial acumulada en el agua para producir electricidad es una forma clásica de obtener energía. Alrededor del 20 % de la electricidad utilizada en el mundo se deriva de esta fuente. Es, por tanto, una energía renovable, pero no alternativa, se viene utilizando desde hace muchos años como una de las fuentes primordiales de electricidad.

La energía hidroeléctrica que se puede generar en una zona depende de los caudales del río y desniveles que tenga, y existe, por tanto, una cantidad máxima de energía que se puede producir por este proceso. Se estima que si se explotara toda la energía hidroeléctrica que el mundo entero puede dar, sólo se alcanzaría el 15 % de la energía total que consumimos. En realidad, se está utilizando alrededor del 20 % de este potencial, aunque en España y en los países desarrollados, el porcentaje de explotación llega a ser de más del 50 %.

Desde el punto de vista ambiental, la energía hidroeléctrica es una de las más limpias, aunque esto no quiere decir que no produzca impacto

ambiental, porque las represas que hay que construir suponen un impacto importante. La represa altera gravemente el ecosistema fluvial. Se destruyen hábitats, se modifica el caudal del río y cambian las características del agua como su temperatura, grado de oxigenación y otras.

También las represas generan un importante impacto paisajístico y humano, porque con frecuencia su construcción exige trasladar a pueblos enteros y sepultar bajo las aguas tierras de cultivo, bosques y otras zonas silvestres. (Universidad de Navarra, 2017)

Las represas también tienen algunos impactos ambientales positivos. Así, por ejemplo, han sido muy útiles para algunas aves acuáticas que han sustituido los humedales costeros que utilizaban para alimentarse o criar, muchos de los cuales han desaparecido, por estos nuevos hábitats. Algunas de estas aves han variado incluso sus hábitos migratorios, buscando nuevas rutas de paso por la península, a través de determinadas represas.

La construcción de una represa es muy costosa, pero su costo de explotación es bajo y es una forma de energía rentable económicamente. Al plantearse la conveniencia de construir un pantano no hay que olvidar que su vida es de unos 50 a 200 años, porque con los sedimentos que el río arrastra se va llenando poco a poco hasta inutilizarse. (Universidad de Navarra, 2017)

2.3.4 Biomasa

La formación de biomasa a partir de la energía solar se lleva a cabo por el proceso denominado fotosíntesis vegetal que a su vez es desencadenante de la cadena biológica. Mediante la fotosíntesis las plantas que contienen clorofila, transforman el dióxido de carbono y el agua de productos minerales sin valor energético, en materiales orgánicos con alto contenido energético

y a su vez sirven de alimento a otros seres vivos. La biomasa mediante estos procesos almacena a corto plazo, la energía solar en forma de carbono. La energía almacenada en el proceso fotosintético puede ser posteriormente transformada en energía térmica, eléctrica o carburantes de origen vegetal, liberando de nuevo el dióxido de carbono almacenado. (Construmática, 2017)

2.4 Comparación de la generación distribuida con la generación convencional

La energía renovable pretende generar electricidad verde y limpia, sin utilizar recursos fósiles que indudablemente se acabaran y que además necesitan para su formación de miles de años.

Es por esa razón, la energía renovable constituye un beneficio y grandes ventajas para el medio ambiente y el país. Las fuentes de energías renovables son distintas a las de combustibles fósiles o centrales nucleares, debido a su diversidad y abundancia. Se considera que el Sol abastecerá estas fuentes de energía (radiación solar, viento, lluvia, etc.) durante los próximos cuatro mil millones de años. (Electrisol, 2017)

La gran ventaja de una cierta cantidad de fuentes de energía renovables es que no producen gases de efecto invernadero ni otras emisiones, contrariamente a lo que ocurre con los combustibles, sean fósiles o renovables.

Algunas fuentes renovables no emiten dióxido de carbono adicional, salvo los necesarios para su construcción y funcionamiento, y no presentan ningún riesgo suplementario, tales como el riesgo nuclear.

Además de ello, a continuación, se mencionan las ventajas más relevantes de este tipo de energías:

- Las energías renovables no producen emisiones de CO₂ y otros gases contaminantes a la atmósfera.
- No generan residuos de difícil tratamiento.
- Son inagotables.
- Son autóctonas.
- Evitan la dependencia del exterior.
- Crean cinco veces más oportunidades de trabajo que las energías convencionales.
- Contribuyen decisivamente al crecimiento interterritorial, ya que suelen instalarse en zonas rurales.
- Reducen el costo de la energía eléctrica, ya que ésta no dependería de los precios del barril de petróleo.
- En el mediano y largo plazo, estabilizar los precios del petróleo.

2.5 Aspectos importantes de la norma técnica de conexión vigente de Guatemala

La Norma Técnica para la Conexión, Operación, Control y Comercialización de la Generación Distribuida Renovable –NTGDR- y Usuarios Auto productores con Excedentes de Energía (NTGDR), tiene por objeto:

“Establecer las disposiciones generales para la conexión, operación, control y comercialización de energía eléctrica producida por fuentes renovables.” Dicha norma es aplicable para todos los generadores distribuidos renovables dentro de la República de Guatemala. (CNEE, 2014)

Para entender de una mejor manera la NTGDR se hace necesario conocer las siguientes definiciones, además de las ya indicadas con anterioridad:

Artículo 2 de la NTGDR define al Generador Distribuido Renovable como:

“Es la persona, individual o jurídica, titular o poseedora de una central de generación de energía eléctrica, que utiliza recursos energéticos renovables y participa en la actividad de la Generación Distribuida Renovable. Estos serán considerados como participantes del Mercado Mayorista. (CNEE, 2014)

En ese sentido, se tiene que el generador distribuido renovable es la persona que opera en la modalidad de la generación distribuida renovable, es decir, pequeñas centrales hidroeléctricas que se conectan directamente a las instalaciones de distribución y cuya potencia es inferior a cinco megavatios.

Ese mismo Artículo define también el punto de conexión como:

Es el lugar del sistema de distribución de energía eléctrica en el que se conecta un GDR. (CNEE, 2014)

Esta definición se refiere al punto en el cual, la energía producida por la GDR será distribuida al sistema nacional de distribución y como consecuencia de eso al sistema nacional interconectado, suministrando así energía eléctrica a todo el país.

Dicho Artículo establece al Interesado como:

Es la persona, individual o jurídica, que realiza gestiones ante el distribuidor para obtener la autorización de conexión a un sistema de distribución para inyectar energía eléctrica proveniente de un GDR. (CNEE, 2014)

Es decir que, el interesado, según el Artículo antes mencionado, será la persona que, seguidas las gestiones necesarias ante el Distribuidor correspondiente, obtenga una autorización que lo faculte a conectarse al Sistema de Distribución específico. Por lo anterior, la CNEE al emitir la resolución de autorización del Dictamen de Capacidad y Conexión presentado, el cual se explicará más adelante, no sólo cumple con sus funciones de ente encargado en la aplicación de la normativa vigente en materia de energía eléctrica, sino que otorga en dicha resolución, la calidad de Generador Distribuido Renovable al interesado que ha seguido todas las gestiones respectivas para dicho fin.

El Artículo 5 de la NTGDR establece las obligaciones que el distribuidor debe tener para el generador distribuido renovable siendo las siguientes las más relevantes, según el criterio del autor:

- a) Remitir a la comisión, la copia de la solicitud que el interesado le entregue, con la información requerida en esta norma, para la conexión a su sistema de distribución, con el debido registro de recepción.
- b) Determinar la capacidad del punto de conexión y si fuera necesario, las ampliaciones o modificaciones que considera realizar en su Sistema de Distribución, con su respectivo costo.
- c) Permitir la conexión de los GDR a su Sistema de Distribución y si fuera necesario, efectuar las modificaciones o ampliaciones en sus instalaciones de distribución para permitir el correcto funcionamiento de los mismos. Los costos derivados de las ampliaciones o modificaciones estarán a cargo del GDR.
- d) Cumplir con lo que la comisión establezca en la resolución de autorización, tanto para la debida conexión como para la operación de las instalaciones del GDR.

- e) Cumplir con la normativa vigente en la República de Guatemala, que permita la efectiva y segura conexión y operación de los GDR a su sistema de distribución.
- f) Llevar el control, registro y en caso necesario, coordinar la operación de los generadores distribuidos renovables conectados a su sistema de distribución.
- g) Disponer, de la información necesaria y de personal capacitado para atender a todo Interesado en conectar proyectos de generación distribuida renovable a su sistema de distribución. (Norma Técnica de Generación Distribuida Renovable, 2014)

De lo anterior, se puede inferir que la generación distribuida renovable está directamente vinculada al agente distribuidor, del cual utilizará su sistema de distribución para aportar la energía al sistema, consecuentemente se tiene obligaciones por parte del agente distribuidor de adecuar sus instalaciones para darle cabida al GDR y entre ellas la más importante, que es permitir dicha conexión, es decir, que es una obligación legal por parte del agente distribuidor de consentir que una GDR se conecte a sus instalaciones .

De igual forma resulta interesante la obligación establecida en la NTGDR, que indica la obligación del agente distribuidor de disponer de la información necesaria y personal capacitado para entender a todo interesado en GDR, esto conlleva una política de puertas abiertas para este otro tipo de generación de energía eléctrica; por tal razón, no existe impedimento legal para optar a un proyecto de generación distribuida renovable, y teniendo ya la política antes mencionada, únicamente hará falta promover este tipo de tecnologías, ya que el agente distribuidor no tendrá costos adicionales, por permitir la conexión de un GDR y si en todo caso es necesaria una modificación o ampliación a las instalaciones de distribución, esta será a cargo del GDR, situación que no sucede frecuentemente, ya que por la limitación legal que tienen las GDR de tener una

potencia igual o menor a cinco megavatios, no se hace necesaria modificación o ampliación alguna a las instalaciones o infraestructura ya utilizada por el Distribuidor.

Por otra parte, también se tienen obligaciones del interesado para participar como un GDR siendo estas las más importantes a criterio del autor:

- a) Entregar la información técnica de sus instalaciones, solicitada por el Distribuidor o la Comisión, para la adecuada evaluación de la información del interesado, relacionada con el proyecto que desea conectar.
- b) Construir y cubrir los costos de la línea y equipamiento o instalaciones, necesarios para llegar al punto de conexión, incluyendo el último elemento de maniobras entre las instalaciones del GDR y las existentes del distribuidor.
- c) Cumplir las condiciones que la comisión establezca en la resolución de autorización, tanto para la debida conexión como para la operación de sus instalaciones.
- d) Cubrir los costos de las modificaciones o ampliaciones de las instalaciones de distribución, adyacentes al punto de conexión, y que la comisión, considerando el dictamen de capacidad y conexión del distribuidor, determine y autorice, después de la evaluación pertinente de dichos costos.
- e) Entregar la información que la comisión requiera, en la forma y tiempo que ésta disponga, para efectos de dar cumplimiento a lo dispuesto en la Ley, el RGLE y la norma. (CNEE, 2014)

Las obligaciones por parte del GDR resultan totalmente accesibles y justas, ya que se hacen necesarias para la correcta utilización de esta forma de generación de energía eléctrica, así como para garantizar la seguridad y suministro de la energía eléctrica, evitando que una mala conexión por el no cumplimiento o cumplimiento parcial de estas obligaciones, pueda generar en

una falla del sistema de distribución o aún mayor en una falla en el sistema nacional interconectado.

Una disposición importante en la NTGDR es la obligación establecida en el Artículo 7 de dicha norma que indica que:

Los distribuidores no deberán imponer a los GDR condiciones técnicas para la conexión u operación, diferentes a las establecidas en la Ley, en el reglamento de la ley General de Electricidad y en esta Norma o las aprobadas y emitidas por la Comisión. (CNEE, 2014)

Esta disposición normativa permite que exista una claridad y transparencia en el procedimiento para la conexión de un GDR al sistema de distribución de un agente distribuidor, evitando así que se puedan producir requisitos adicionales o gestiones diferentes dadas por el agente distribuidor con tal de evitar la conexión del GDR.

El procedimiento a seguir para la conexión de una GDR al sistema de distribución de un agente distribuidor se encuentra del Artículo 9 al 13 de la NTGDR.

El documento denominado Dictamen de Capacidad y Conexión, el cual es elaborado por el agente distribuidor después de obtener toda la información necesaria por parte del GDR, es el documento por medio del cual se presenta ante la CNEE la viabilidad o no de la conexión del GDR, para que ésta última apruebe o no y emita la resolución respectiva en relación a la conexión.

Cabe mencionar que el Dictamen de Capacidad y Conexión, a la luz de lo establecido en el Artículo 12 de la NTGDR, constituye una aceptación por parte del agente distribuidor, para la conexión del proyecto de generación distribuida

renovable y tiene como característica esencial que dicho dictamen no debe incluir ampliaciones o modificaciones que sean o formen parte del crecimiento natural del agente distribuidor para prestar el servicio de distribución final, es decir, que el agente distribuidor no podrá valerse de las modificaciones o ampliaciones que en todo caso tenga que realizar el GDR, para incluirlas como parte de su obligación o eximirse de realizarlas a su costo, dentro del sistema de distribución final.

Una disposición que es fundamental para el desarrollo de las GDR es la establecida en el Artículo 13 de la NTGDR y que se refiere a que el agente distribuidor únicamente podrá emitir un Dictamen de Capacidad y Conexión desfavorable para el interesado en la GDR, en el caso que exista falta de capacidad de la red de distribución y que éste no pueda ser corregido por medio de mejoras a la infraestructura ya sea por parte del agente distribuidor o por parte del interesado en la conexión de la GDR.

En relación a la comercialización de la energía producida por un GDR el Artículo 30 de la NTGDR establece que:

El GDR podrá vender la energía eléctrica que genera a:

- a) Distribuidores, de conformidad con lo que establece la Ley General de Electricidad y sus Reglamentos.
- b) En el Mercado Mayorista, en calidad de Participante Productor cumpliendo con el marco legal vigente y lo que establecen las Normas de Coordinación Comercial y Operativa que correspondan. (Norma Técnica de Generación Distribuida Renovable, 2014)

Estas opciones de comercialización para los GDR se equiparán a las opciones que tiene un agente generador que presenta el beneficio económico que un GDR puede obtener al vender la energía que produce y con esa utilidad beneficiarse para cubrir la inversión realizada, pagar los mantenimientos de la planta, comprar equipos, entre otras cosas. Todas las disposiciones anteriormente indicadas entran en congruencia con lo que se ha venido indicando en relación a la política de puertas abiertas en torno a esta otra forma de generación de energía eléctrica que otorga la LGE, y la factibilidad no solo técnica, sino que legalmente presenta la generación distribuida renovable en nuestro país.

2.6 Integración de la generación distribuida renovable a las redes de distribución

En cualquier sistema de generación de energía, se requiere un sistema de transmisión de potencia, medio de conexión por el cual los consumidores y los centros de generación, les permite el intercambio de energía entre ellos. Los sistemas de transmisión interconectan a las centrales eléctricas con las subestaciones para transportar a distintos niveles de voltaje y para alimentar.

Una red se caracteriza por poseer diferentes niveles de voltaje de operación. Esta diversidad técnica necesaria permite que el intercambio se dé en condiciones que minimicen las pérdidas de energía, para así lograr el uso eficiente de la energía por parte de todos los integrantes del sistema eléctrico.

Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) está formado por tres partes principales: generación, transmisión y distribución.

2.6.1 Condiciones técnicas

2.6.1.1 La GD en redes eléctricas existentes

Al cambiar el paradigma convencional de los sistemas eléctricos, la inserción de GD conlleva a la fijación de nuevas consideraciones técnicas. Las normas de seguridad para las personas y equipos, estándares de calidad del servicio eléctrico y el impacto sobre los sistemas con los que se interconectan deben adaptarse a las nuevas condiciones de la red. Las normativas deben ser claras, que permita la regulación de la inclusión de GD a sistemas eléctricos.

2.6.1.2 La GD en sistemas aislados

Desde hace algún tiempo, las energías renovables a pequeña escala vienen compitiendo con las redes de transmisión para la electrificación de zonas alejadas; competencia en aspectos tanto económicos como de fiabilidad. Para la electrificación rural se suele utilizar tecnologías de GD como: de biomasa, eólica y paneles fotovoltaicos. Para abastecer algunas zonas rurales, se hace mediante redes aisladas de la red eléctrica. Es así como dentro de los grandes sistemas de potencia existen pequeños sistemas descentralizados de producción de electricidad al margen de la red.

2.6.2 Aspectos económicos

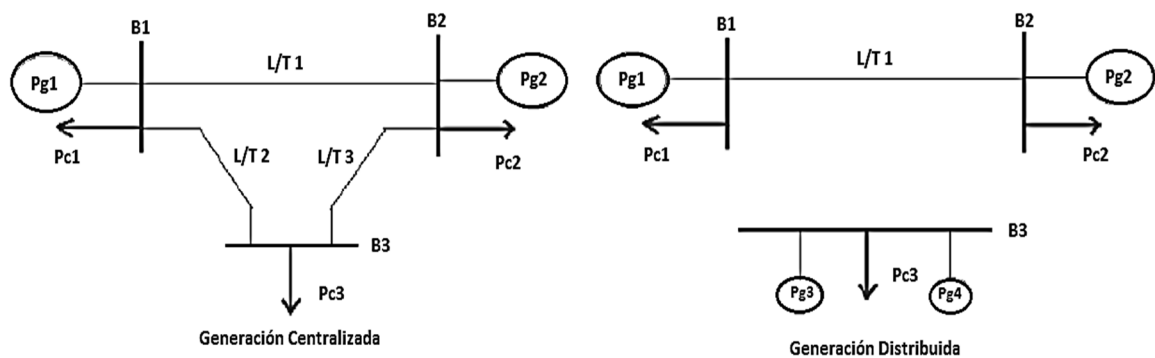
2.6.2.1.1 El sistema de generación distribuida versus el sistema tradicional

El sistema tradicional hace referencia a las grandes centrales conectadas al sistema eléctrico de alto voltaje, estas centrales generalmente están lejos de los centros de consumo. La energía producida por las grandes centrales debe

ser transportada por redes de transmisión y distribución hasta el consumidor final (usuario).

Estas características de los sistemas tradicionales generan inconvenientes, ya que no solo debe producir suficiente electricidad, sino que además debe ser transportada y distribuida. La generación de electricidad en si conlleva costos, la transmisión y distribución representan un costo adicional significativo.

Figura 21. **Esquema de generación centralizada vrs generación distribuida**



Fuente: González, Francisco M. Tecnologías de generación distribuida: Costos y eficiencia. Pág. 8.

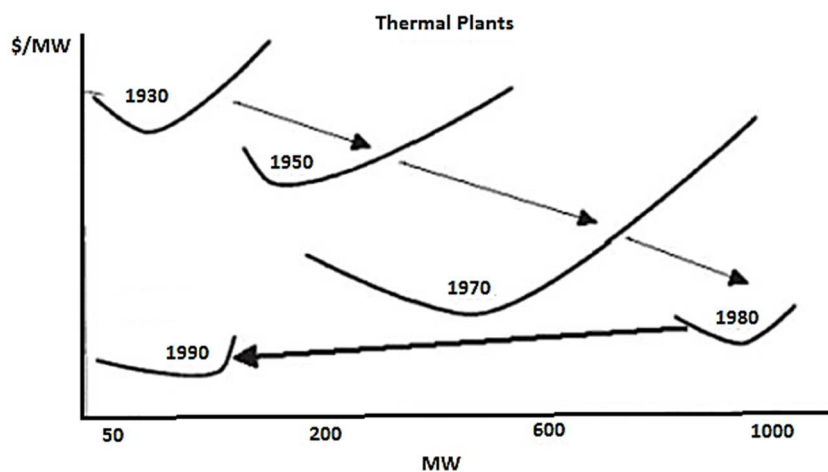
El potencial de la Generación Distribuida radica en que su producción de electricidad será consumida localmente, ahorrando la inversión en redes de transmisión por la clara posibilidad de conectarse directamente en el nivel de distribución y a su vez reduciendo las cargas en los equipos de distribución.

2.6.2.2 Mundo económico y la industria eléctrica

La economía de escala permitió que, con el aumento de potencia de los generadores se eleve la eficiencia, el desarrollo de generadores de gran potencia provocó que la demanda de energía eléctrica sea abastecida por medio de los sistemas eléctricos de potencia tradicionales.

Desde el punto de vista económico, el sistema centralizado era muy conveniente, lo que dejó atrás el desarrollo de pequeñas unidades de generación. Con el transcurrir del tiempo y debido al desarrollo tecnológico, los costos de generación han variado, especialmente en centrales térmicas, como se puede observar en la figura 22.

Figura 22. **Evolución de los costos de generación relacionada con la potencia**



Fuente: CETEMA. Generación eléctrica distribuida, potencia de generación de electricidad fotovoltaica sobre cubiertas en la región de Murcia. Pág. 48.

La gráfica anterior muestra la evolución histórica hacia la instalación de grandes generadores, se puede observar que existe gran tendencia desde la década de los 30 hasta fines de la década de los 80 por el aumento de potencia de los generadores y con ello obtener un costo mínimo por MW generado.

Sin embargo, los avances tecnológicos en cuanto a las tecnologías de generación desde la década de los 90, ha provocado que el costo mínimo por unidad de potencia generada se obtenga en centrales de menor tamaño y potencia generada.

2.6.3 Aspectos tecnológicos

2.6.3.1 Máquinas miniaturizadas

Debido al avance tecnológico, el desarrollo de sistemas de generación a escalas inimaginables es posible. Como se observa en la figura 36, la tendencia era construir unidades de generación de gran capacidad, pero desde los 90 el costo de producción de cada MW se reduce mientras disminuye la capacidad nominal de la central de generación.

2.6.3.2 Tecnología modular

La modularidad es una de las características de la GD, el sistema puede configurarse agregando o quitando unidades, para ajustarse a la demanda.

La GD constituye unidades de generación miniaturizadas, es por ello que la GD se instala modularmente a base de generadores que utilizan diferentes fuentes de energía en edificios públicos, comerciales y residenciales.

2.6.4 Aspectos medioambientales

La generación distribuida contribuye favorablemente al medioambiente, debido a que está muy ligada a las energías renovables y otras tecnologías de alta eficiencia como la cogeneración. Por lo tanto, al estar ligada a fuentes de energía renovable es un factor clave para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero por la reducción del uso de combustibles fósiles.

2.6.5 La generación distribuida y las fuentes de energía renovables

La generación distribuida y las fuentes de energía renovable han tenido gran atención en Europa, ya que ambos son considerados de gran importancia para mejorar la seguridad de suministro de energía, disminuyendo la dependencia de los combustibles fósiles importados y reduciendo la emisión de gases de invernadero.

2.6.5.1 Fuente de energía renovable

El término Fuente de Energía Renovable -RES- se refiere a la Fuente de Energía natural eterna tales como el sol y el viento. Los sistemas de energía renovable convierten esta fuente de energía natural en energía útil (electricidad y calor).

De acuerdo a la directiva europea RES-E, las fuentes de energía renovable incluyen:

- Hidroeléctricas (pequeñas y grandes).
- Biomasa (sólidos, biocombustibles, gas que se produce de la descomposición de la basura), plantas de tratamiento de gas de alcantarillado y biogás).
- Viento.
- Solar (fotovoltaico, termoeléctrico).
- Geotérmica.
- Olas y energía de la marea.

2.6.5.2 Conexión a la red de la generación distribuida

La conexión de GD es un ítem importante, que involucra costos, barreras y beneficios de la GD.

Los sistemas eléctricos, en su mayoría está conformado por grandes centros de generación conectados a redes de alto voltaje, aspecto que le brinda un amplio margen de cobertura hacia los centros poblados de mayor relevancia o bien a los centros productivos de mayor importancia para la economía y productividad de un país en particular.

Con la introducción de la generación distribuida se hace posible que en los diferentes niveles de voltaje del sistema eléctrico se conecten centros de generación, lo cual produce que el sistema eléctrico se dinamice, es decir, los clientes o usuarios pueden entregar energía a la red.

A continuación, se muestra un ejemplo de los tipos de tecnologías de generación conectados a diferentes niveles de voltaje.

Tabla VIII. **Esquema europeo de redes eléctricas y niveles de conexión para GD. Los voltajes pueden variar para cada país**

Sistema de transmisión	> 110 kV	<ul style="list-style-type: none"> • Grandes centros de generación • Plantas de Biomasa • Interconexión con otros países
Red de distribución	60 - 110 kV	<ul style="list-style-type: none"> • Grandes Industrias de ciclo combinado • Grandes hidroeléctricas • Parques eólicos en mar
	10 – 60 kV	Parques eólicos en tierra Pequeñas hidroeléctricas Sistemas de Biomasa Sistemas de marea y olas Sistemas de Biomasa Ciclo combinado de calor y energía (CHP) comercial y residencial Sistemas solar térmico y geotérmico Grandes arreglos fotovoltaicos

		Pequeñas industrias de ciclo combinado Paneles individuales fotovoltaicos
	230/400 V	Micro sistemas de ciclo combinado

Fuente: Bayond Rújula, J.M. Definitions for distributed generation. Pág. 354.

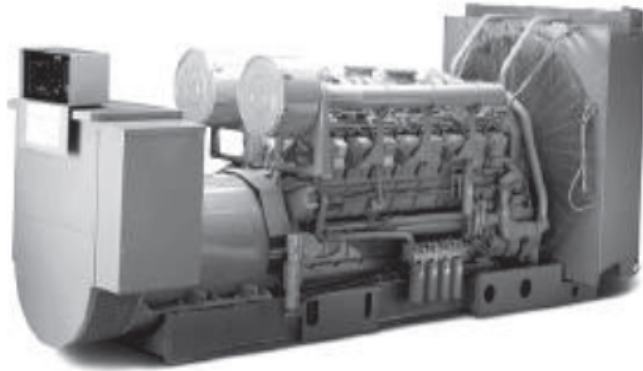
De acuerdo a las regulaciones europeas, se establece que, si se va a conectar GD de gran capacidad, el propietario del generador debe pagar todos los costos involucrados en la conexión, incluidos algunos refuerzos que se debe realizar en la red. Para GDs que no son de gran capacidad, incurrirá en gastos hasta el punto más cercano de conexión a la red conexión. Las reglas de conexión y carga varían de acuerdo a cada país.

2.6.6 Tecnologías de generación empleadas en la GD

2.6.6.1.1 Motores de combustión interna a base de combustibles fósiles

Los motores de combustión interna son utilizados tradicionalmente como generador de emergencia; estos motores requieren combustible, aire, compresión y fuentes de combustión para trabajar. La capacidad de este tipo de tecnología depende de las compañías que las fabrican, existe una gran gama de valores nominales que oscila de kW a MW, comercialmente están entre un rango de potencia de 0.5 kW a 20 MW. Este tipo de tecnología puede alcanzan una eficiencia eléctrica en el rango de 25 % al 45 % y eficiencias térmicas al 33 %, la temperatura de gases de combustión es de 400°C.

Figura 23. Motor Diésel de 500 kW



Fuente: Borbely, Ann-Marie y Jan F. Kreider. Distributed generation the power paradigm for the new millennium.

Los motores y turbinas de combustión interna se interconectan a las redes eléctricas, mediante generadores síncronos, circunstancia que les permite tener un alto desempeño y un mejor aprovechamiento de su capacidad.

2.6.6.2 Turbinas de gas

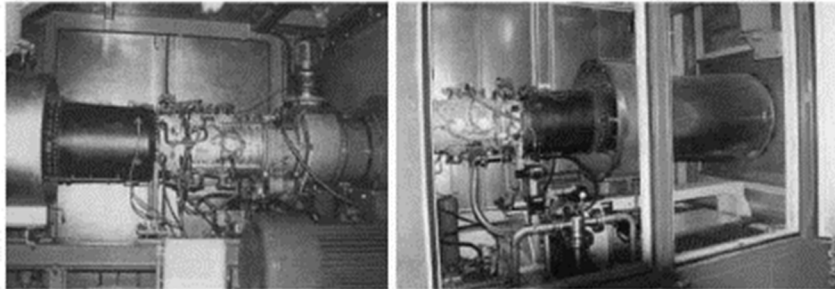
La turbina de gas es una máquina térmica que desarrolla trabajo al expandir un gas. Esta tecnología ha tenido un gran desarrollo en las últimas décadas, debido principalmente a la industria aeronáutica. Gracias a los avances en eficiencia y fiabilidad, esta tecnología constituye una excelente alternativa para aplicaciones de GD. Las turbinas de gas, a veces, denominadas turbinas de gas de ciclo abierto su combustible suele ser el gas natural, aunque puede emplearse gas licuado de petróleo (GLP) o diésel.

Los valores nominales de las turbinas oscilan entre 200 kW y 50 MW, dependiendo del fabricante; permiten obtener eficiencias eléctricas del 30 % y eficiencias térmicas del 55 %, puede alcanzar una eficiencia de 75 % si opera con una carga del 50 % de la nominal. Los gases de combustión se pueden

utilizar directamente para el calentamiento de procesos, o indirectamente para la generación de vapor o cualquier otro fluido caliente.

En la figura 24, se muestra un ejemplo de una turbina de gas.

Figura 24. Turbina de gas de 50 kW

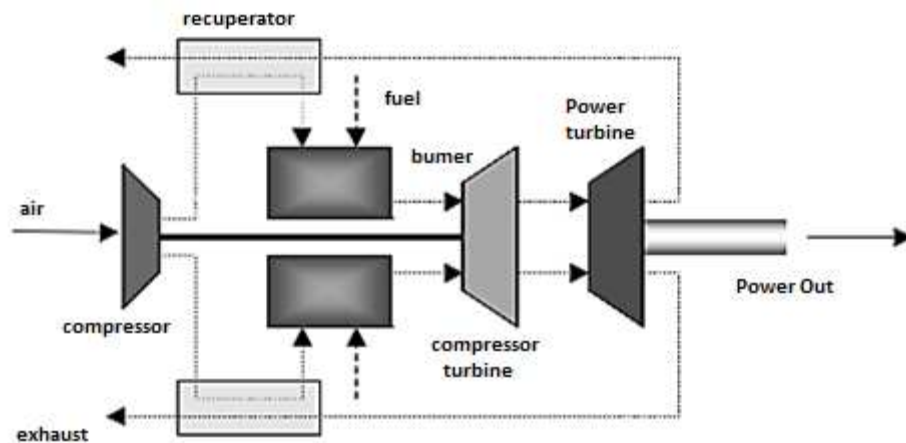


Fuente: Borbely, Ann-Marie y Jan F. Kreider. Distributed generation the power paradigm for the new millennium.

El calor que producen las turbinas las hacen una excelente opción para aplicaciones de cogeneración. Las turbinas responden con rapidez a los cambios en la demanda, ya que poseen relativamente poca inercia.

a) Micro turbinas: las micro turbinas fueron desarrolladas a partir de los turbo cargadores de automóviles y camiones, y de la industria aeronáutica (unidades de potencia auxiliar de aviones y motores de pequeños aeroplanos). La figura 25 muestra los componentes esenciales de este dispositivo.

Figura 25. Diagrama del diseño de una micro turbina de doble eje



Fuente: Borbely, Ann-Marie y Jan F. Kreider. Distributed generation the power paradigm for the new millennium.

La frecuencia del voltaje generado es muy alta, debido a que las turbinas giran a gran velocidad, para acoplarse a la red eléctrica utiliza etapas de conversión AC-DC y DC-AC, para cambiar la frecuencia de generación a frecuencia y voltaje de red. Además de las etapas antes mencionadas poseen filtros y equipos de protección, esto depende de cada fabricante.

Por su simplicidad mecánica, las microturbinas aceptan diferentes tipos de combustibles desde biogás a GLP. Esta capacidad de adaptarse a diferentes calidades del biogás sin perder rendimiento, hace de la microturbina la máquina de combustión ideal para instalaciones como vertederos o depuradoras de tamaño pequeño o mediano.

Se puede encontrar turbinas entre los 15 kW a 300 kW en una sola unidad; su eficiencia eléctrica está entre el 25 % a 33 %; mantenimiento mínimo, debido a su escaso partes móviles; son ligeras; operan sin vibración, prácticamente no hacen ruido; operan de 40000 a 75000 horas.

Esta tecnología permite reducir la emisión de contaminantes: 9 ppm de NOx, 40 ppm de CO y emisiones totales de hidrocarburos por debajo de las 9 ppm.

2.6.6.3 Microturbina hidráulica

Es el tipo generación más comúnmente utilizado, transforma la energía cinética del agua que proviene generalmente de un embalse en energía de presión a energía mecánica y finalmente en energía eléctrica.

Se puede clasificar a las pequeñas centrales hidroeléctricas, según la capacidad instalada en:

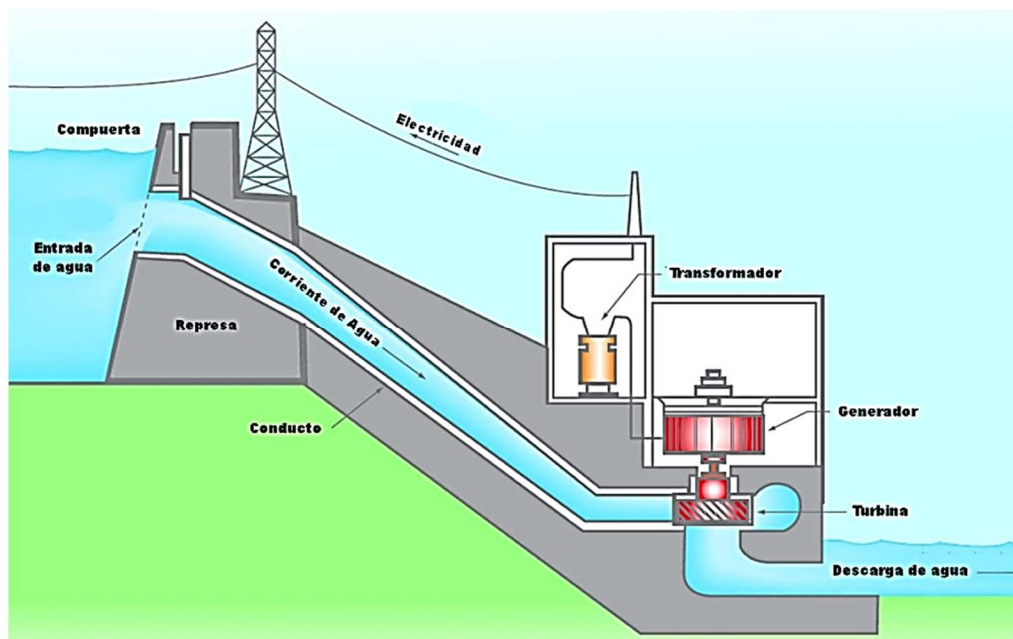
- Pequeñas centrales hidroeléctricas: mayores a 10 MW y menores a 30 MW.
- Mini hidroeléctricas: entre 1 y 10 MW.
- Micro hidroeléctricas: menores a 1MW.

Las centrales hidroeléctricas menores a 10 MW pueden ser de dos tipos:

- a) Central de agua fluyente o en derivación: son aquellas en las que parte del agua del río se desvía de su cauce por medio de uno o varios canales, siendo devuelta al río aguas abajo.
- b) Central de embalse o de regulación: consta de una presa, formándose un embalse en el que se almacena agua.

Los elementos que constituyen este tipo de centrales no difieren de los empleados en una central hidráulica de gran potencia.

Figura 26. Diagrama de una central hidroeléctrica



Fuente: <https://www.youbioit.com/es/article/informacion-compartida/26481>

2.6.6.4 Pilas de combustible

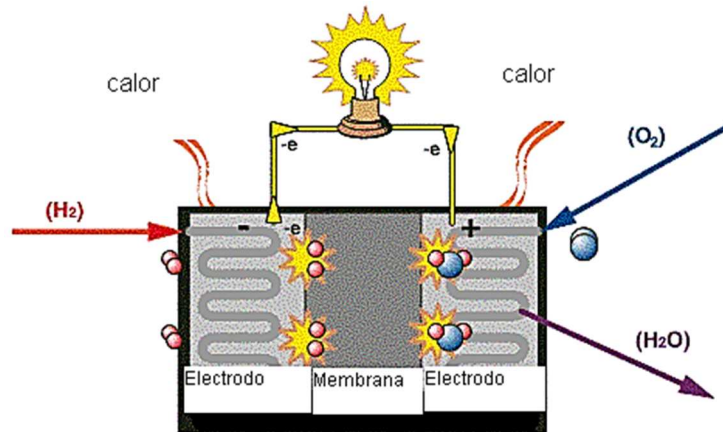
Este tipo de tecnología es capaz de convertir la energía química, en energía eléctrica, basado en una reacción química en la que, a partir de hidrógeno y oxígeno se genera agua, calor y electricidad.

Esta transformación tiene lugar por medio de un proceso de electrólisis inversa, aportando oxígeno al cátodo e hidrógeno al ánodo en presencia de un electrolito. En el proceso también se generan gases procedentes de la extracción del hidrógeno del gas natural u otros combustibles.

Las pilas de combustible se les puede recargar mientras se entrega potencia de ella, su combustible es el hidrógeno y el oxígeno que se lo suministra desde una fuente externa. Para aportar el combustible básico que es el hidrógeno, generalmente se procede al reformado de algún combustible fósil,

normalmente gas natural. En la figura 27, se muestra un esquema ilustrativo del funcionamiento de una celda de combustible.

Figura 27. **Funcionamiento de una celda de combustible**



Fuente: <http://pop3.inifta.unlp.edu.ar/extension/hidrogeno.htm>

La tabla IX resume los diferentes tipos de pilas existentes.

- AFC: alcalinas.
- PEMFC: de membrana polimérica.
- DMFC: conversión directa de metanol.
- PAFC: ácido fosfórico.
- MCFC: carbonato fundido.
- SOFC: óxido sólido.

Tabla IX. **Características de las pilas de combustible**

	Baja Temperatura [60-130°C]			Media Temperatura (120-220 °C)	Alta Temperatura (600 - 1000°C)	
	AFC	PEMFC	DMFC	PAFC	MCFC	SOFC
Electrolito	KOH	Polímero Perfluoro-sulfonado	Polímero	H_3PO_4	Li_2CO_3/K_2CO_3	YSZ [ZrO ₂ estabiliza con itria]

Combustible	H ₂ Puro	H ₂ CH ₄ CH ₃ OH	CH ₃ OH + H ₂ O	H ₂ CH ₃ OH	H ₂ CH ₄	H ₂ CH ₄ CO
-------------	---------------------	---	--	--------------------------------------	-----------------------------------	---

Fuente: <http://www.pilasde.com/tecnologia-del-hidrogeno/pilas-de-combustible>

Tabla X. Características y aplicaciones de las pilas de combustible

	Baja Temperatura [60-130°C]			Media Temperatura (120-220 °C)	Alta Temperatura (600 - 1000°C)	
	AFC	PEMFC	DMFC	PAFC	MCFC	SOFC
Temperatura de Operación, °C	60-90	0-80	60-130	160-220	600-700	750-1050
Tamaño, kW	1-250	1-250	1-100	100-11000	250-10000	1-10000
Eficiencia, %	46-60	40 [CH ₄] 60 [H ₂]	32-40	35-45	45-60	50-65
Aplicaciones	Militar, Espacial, Transporte	Cogeneración (residencial, Portátil, industria), Militar, transporte, Transporte portátiles		Cogeneración		

Fuente: <http://www.pilasde.com/tecnologia-del-hidrogeno/pilas-de-combustible>

Las pilas poseen una eficiencia de 35 % a 65 %, debido a su eficiencia limita las emisiones de CO₂, por lo tanto, no hay contribución al efecto invernadero.

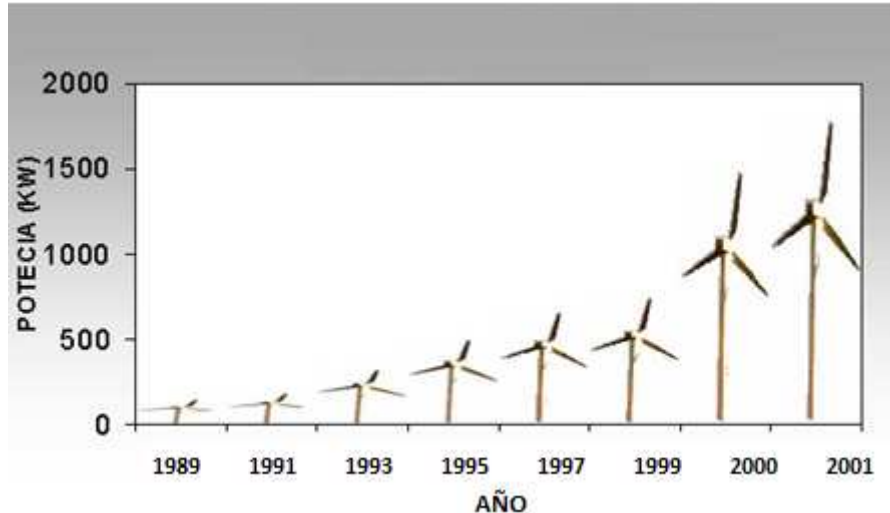
Algunos de sus inconvenientes de las pilas son su elevado costo y la degradación del electrolito, que no permite alcanzar una vida útil muy alta.

2.6.6.5 Generadores eólicos

Este tipo de generadores aprovecha la energía eólica, definiendo como energía eólica aquella obtenida del viento, es decir, aquellas que se obtiene de la energía cinética generada por las corrientes de aire. La energía cinética del viento al incidir sobre las palas del aerogenerador (elementos móviles) se transforma en energía de presión, transmitiendo un giro al eje. Finalmente, un generador transforma esta energía mecánica en energía eléctrica.

La potencia de los generadores eólicos ha evolucionado desde unos pocos Kw hasta algunos MW. Esta tecnología es bastante madura, alcanzándose índices de fiabilidad de las máquinas cercanos al 97 %.

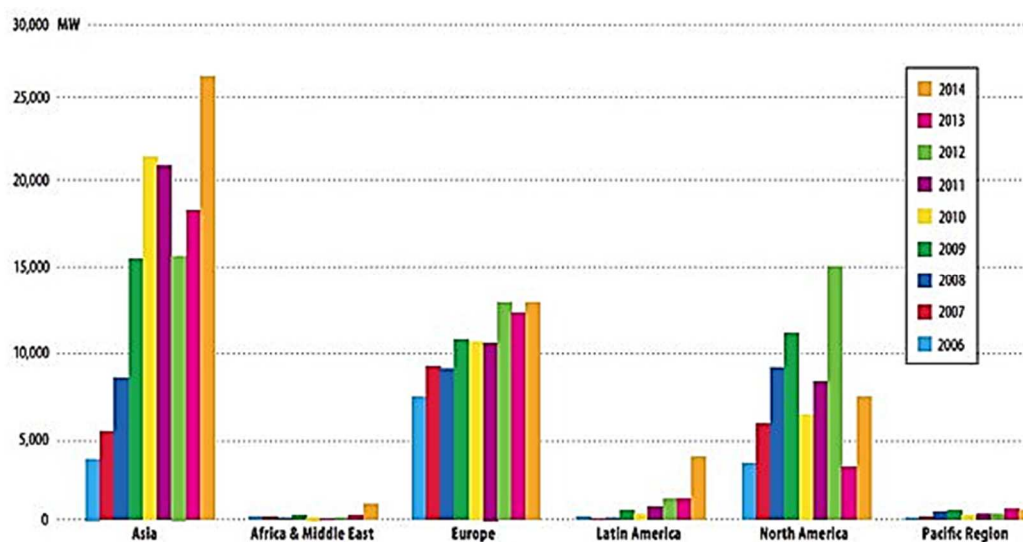
Figura 28. **Evolución de la potencia de los aerogeneradores**



Fuente: <http://www.infoeolica.com/grandes.html>

Desde el año 2000, la capacidad instalada ha crecido en promedio un 24 % por año. En el 2012, aproximadamente 45 GW de capacidad de potencia eólica fueron instaladas en más de 50 países. En el año 2012 la inversión para la investigación en energía eólica fue USD 76.56 billones. (Ren 21, 2010)

Figura 29. Capacidad instalada anual de aerogeneradores por región del mundo años: 2006-2014



Fuente: <https://ovacen.com/energia-eolica-y-su-futuro/>

Debido al potencial del viento, algunos parques eólicos son aptos para la conexión a nivel de distribución, pero generalmente se hace inversiones en grandes parques eólicos, lo que da a lugar a generación centralizada.

Para transformar la energía mecánica de las palas en energía eléctrica se utiliza un generador síncrono o generador asíncrono.

La generación eólica es una tecnología muy limpia, ya que no produce ningún tipo de emisión durante su operación, aunque puede producir impactos ambientales como ruido, peligro para las aves o impacto visual sobre el paisaje.

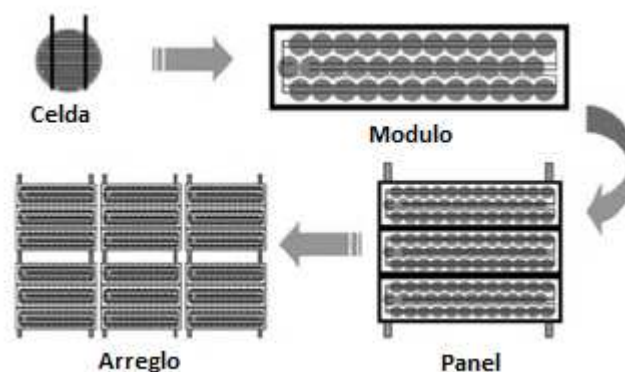
Uno de sus inconvenientes era que, debido a la aleatoriedad del viento, la generación de electricidad fluctúa demasiado, lo que podía ocasionar que el aerogenerador introduzca problemas de flicker (parpadeo eléctrico) a la red. Pero este problema se ve reducido con el uso de módulos electrónicos llamados convertidores. Debido a que el potencial eólico se encuentra generalmente alejado de las redes eléctricas, su conexión puede representar un costo considerable. Al

encontrase alejada de los centros de consumo se suele agrupar varios aerogeneradores llegando a alcanzar tamaños entre varios MW. Una alternativa a los grandes parques eólicos es la mini- eólica que presenta las mismas características de la eólica a gran escala, la única diferencia es su tamaño y el precio. Su uso principalmente en aplicaciones aisladas.

2.6.6.6 Energía solar fotovoltaica

Es un sistema de corriente continua (DC), originalmente suministraba energía eléctrica a zonas de muy difícil acceso para los sistemas eléctricos convencionales. Esta tecnología transforma la energía fotovoltaica, es decir, aprovecha la radiación solar para producir energía eléctrica. Se basa en la absorción de la radiación solar, por parte de un material semiconductor que constituye las celdas fotovoltaicas, provocando un desplazamiento de cargas en su interior y originando corriente continua. La energía eléctrica producida puede ser almacenada en baterías o se puede utilizar directamente en el consumo, o a su vez, mediante un inversor conectarse a la red.

Figura 30. Arreglo fotovoltaico

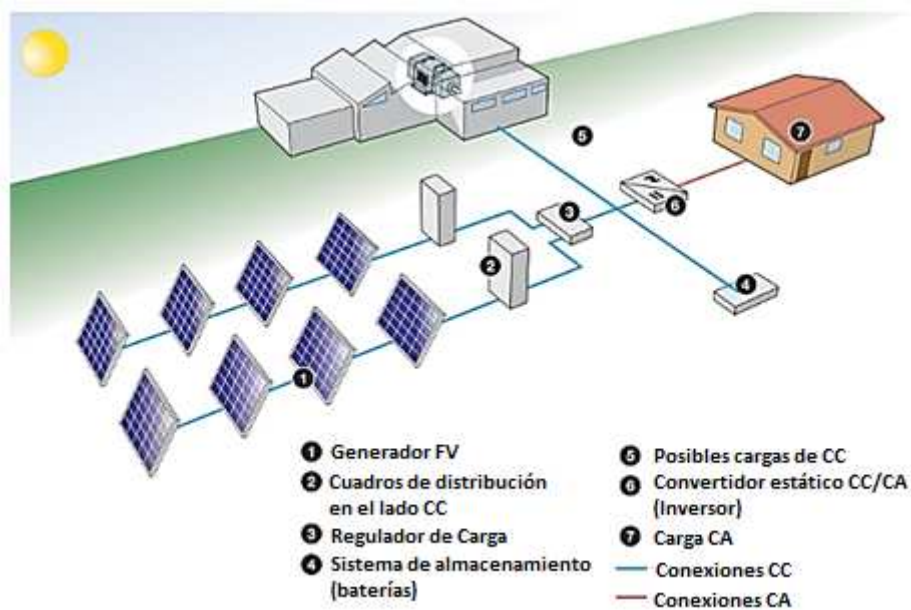


Fuente: TecNALIA, Labein. Guía básica de la generación distribuida. Pág. 36.

a) Parque fotovoltaico: un conjunto de paneles y arreglos solares fotovoltaicos se denomina parque fotovoltaico, ubicado en una parcela de terreno de muy

alta radiación solar. La vida útil de este tipo de instalaciones suele ser de unos 40 años. En la figura 31, se observa los componentes de un parque fotovoltaico.

Figura 31. **Parque fotovoltaico, configuración autosuficiente**



Fuente: <https://globalelectricity.wordpress.com/category/energias-renovables/page/2/>

Existen algunas tecnologías para la construcción de paneles solares, siendo las de silicio cristalino y capa fina las más utilizadas.

La Tabla XI muestra un resumen de la eficiencia que presentan las tecnologías de energía solar FV, existentes en el panorama comercial.

Tabla XI. **Eficiencia de los módulos FV Comerciales**

Tecnología	Capa Fina							CPV*
	a-Si	CdTc	Cl[GS]S	A-Si/ μ c-Si	Células con tinte fotosensible	Mono	Poli	III-V Multiunión
Eficiencia Célula	4-8%	10-11%	7-12%	7-9%	2-4%	16-22%	14-18%	30-38%
Eficiencia Módulo						13-19%	11-15%	~25%
Area necesaria / kW [para módulos]	~15m ²	~10m ²	~10m ²	~12m ²		~7m ²	~18m ²	

* CPV. La Energía solar fotovoltaica de concentración (CPV por sus siglas en inglés)

Fuente: <https://blogs.publico.es/ignacio-martil/2018/02/01/como-se-fabrican-las-celulas-solares-de-silicio/>

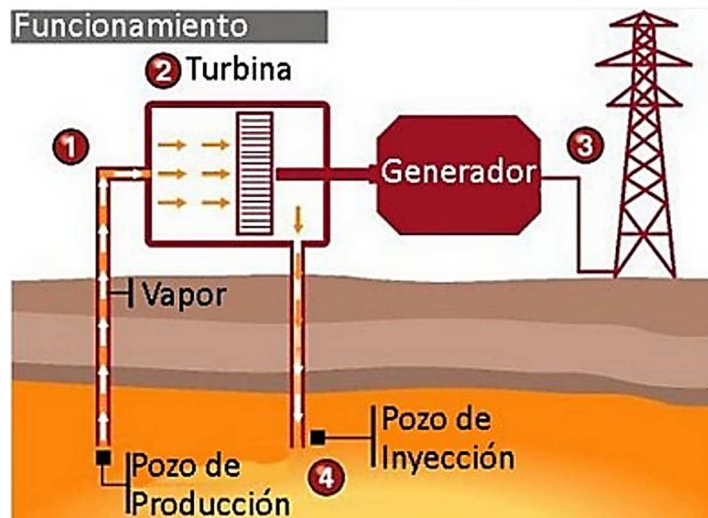
2.6.6.7 Marina

El aprovechamiento de la energía cinética de las olas es lo que se denomina la energía marina. Este tipo de tecnología está en desarrollo, según la Comisión Europea los recursos de energía oceánica (Marina) disponible en todo el mundo superar sus necesidades energéticas actuales y futuras, por ello han presentado un plan de acción para facilitar un mayor desarrollo en este tipo de generación eléctrica.

2.6.6.8 Geotérmica

La energía geotérmica aprovecha el calor acumulado en rocas o agua que se encuentran a elevada temperatura en el interior de la Tierra. La energía térmica de un yacimiento es extraída haciendo circular agua o vapor a través de tubos, transportando así el calor almacenado en las zonas calientes hasta la superficie. Este tipo de energía es sólo es aprovechable en lugares muy concretos del planeta.

Figura 32. Aprovechamiento de la energía geotérmica para producción de electricidad



Fuente: <https://comofuncionaque.com/como-funciona-la-energia-geotermica/>

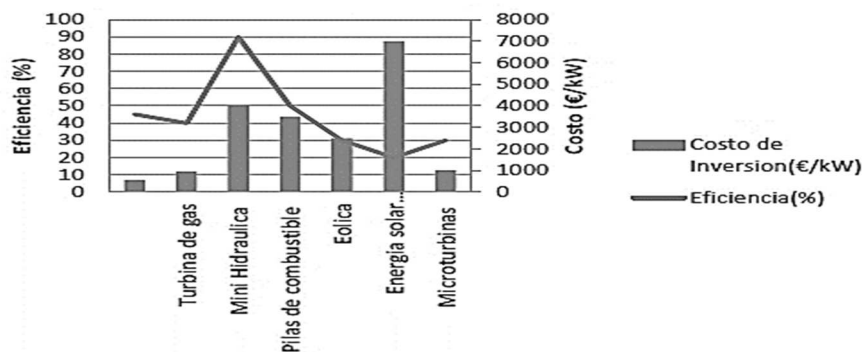
Dependiendo del nivel térmico del fluido, hay tres formas de aprovechamiento:

1. Los procesos de alta temperatura (entre 150 y 400 °C) se emplean para la producción directa de electricidad.
2. Los de media temperatura (entre 70 y 150 °C) se pueden emplear para producir electricidad mediante el uso de ciclos binarios, con aplicación en procesos industriales.
3. Por último, los de baja temperatura (por debajo de 70 °C) se emplean en usos directo del calor, como calefacción de viviendas, procesos industriales, usos agrícolas, y cuando la temperatura es muy baja (20-30 °C), agua caliente sanitaria y aire acondicionado con el empleo de bomba de calor.

2.6.7 Costo de inversión y eficiencia de las diferentes tecnologías

Los diferentes tipos de tecnología implementados en la GD, en la figura 33, se comparan los costos mínimos de inversión y la eficiencia de las tecnologías de GD que se menciona en este trabajo.

Figura 33. **Costos de inversión y eficiencia de las diferentes tecnologías de generación**



Fuente: International Energy Agency (IEA). Technology roadmap, wind energy.

2.6.8 Beneficios e inconvenientes de la generación distribuida

2.6.8.1 Beneficios de la generación distribuida

- La conexión de GD intenta incrementar la confiabilidad en cuanto al suministro de energía, esto se hace posible debido a que la GD son fuentes de energía que se encuentran cerca a los centros de consumo.
- La conexión de GD a un sistema de potencia puede mejorar el perfil de voltaje, la calidad de energía y soporte para la estabilidad de voltaje.
- La baja emisión de contaminación y una eficiencia alta es un gran beneficio.

2.6.8.2 Inconvenientes de la generación distribuida

- Algunos tipos de tecnologías de generación distribuida para conectarse al sistema eléctrico utiliza equipos electrónicos, estos componentes pueden inyectar armónicos al sistema.
- La conexión de GD puede causar sobre voltaje, fluctuación y desbalance de voltaje si la coordinación con el sistema no es la apropiada.
- Si se conecta varias unidades de generación a la red, las pérdidas de potencia pueden incrementarse.
- El nivel de cortocircuito varía, por lo tanto, la coordinación de protecciones no podría ser los correctos.

2.6.9 Características de los generadores utilizados en generación distribuida

Existen muchos tipos de tecnología que pueden ser utilizados en GD, tecnologías que utilizan fuentes de energía convencionales o no convencionales, por ejemplo, la generación eólica que se ha desarrollado a gran velocidad. Cada una de las tecnologías tiene su forma particular de aprovechar la energía primaria y convertirla en energía eléctrica, para lo cual usan máquinas eléctricas convencionales o circuitos convertidores de electrónica de potencia.

Los distintos tipos de tecnología utilizados en la GD, que usan diferentes fuentes de energía se las pueden agrupar de la siguiente forma:

1. Máquinas giratorias acopladas a generadores síncronos de AC.
 - Turbinas y microturbinas.
 - Motores de combustión interna.
 - Turbinas hidráulicas.
2. Máquinas giratorias acopladas a generadores de inducción

- Pequeñas turbinas hidráulicas.
 - Turbinas eólicas de velocidad fija.
3. Fuentes de energía de CD acoplados a sistemas convertidores electrónicos.
- Paneles fotovoltaicos (PV).
 - Convertidores acoplados a turbinas eólicas.

Cada tecnología del generador influye en el comportamiento de la GD al conectarse a una red de distribución.

2.6.9.1 Máquinas de rotación en generación distribuida

Existen tres tipos elementales de máquinas de rotación que son: síncronas, de inducción y máquinas de corriente directa.

- a)** Generadores síncronos en generación distribuida: este tipo de generadores debido a que el control tanto de potencia activa (P) y reactiva (Q) es independiente, son muy utilizadas en GD, generalmente en plantas de cogeneración. Para conectarse con la red los generadores deben ser puestos en sincronismo, es decir, la secuencia de fases, la magnitud de los voltajes de línea del generador y la red deben ser iguales.
- b)** Generadores de inducción en generación distribuida: en los sistemas de potencia, las máquinas de inducción se las utiliza ampliamente como motores, en menor medida trabajan como generador. Debido a que pueden soportar grandes variaciones de pares en la máquina motriz, es una máquina idónea en algunos tipos de generación eólica.
- c)** Conversores estáticos de potencia en la generación distribuida: los conversores son muy utilizados debido a que algunos tipos de GD producen

electricidad a voltaje y frecuencia diferente a la red a la cual se va a conectar, es por ello que se utiliza etapas de convertidores estáticos para conectar la GD con la red eléctrica convencional.

Muchos inversores utilizados con las tecnologías de GD utilizan frecuencias de conmutación de varios kilohercios, nominalmente 3 kHz a 6 kHz.

En comparación con los 60 ciclos de frecuencia de la red, permite al inversor tomar muestras y controlar corrientes de salida y formas de onda a velocidades que se aproximan a 100 veces en un ciclo de la red.

2.6.10 Impacto de la generación distribuida en redes de distribución

La introducción de la generación distribuida altera las características de los sistemas de distribución. A continuación, se enlista algunas de los problemas técnicos:

- Flujos de carga
- Pérdidas
- Variación de los niveles de voltaje.
- Contribución a niveles de cortocircuito

2.6.10.1 Flujos de carga

La introducción de GD a las redes de distribución puede producir que la dirección de los flujos de potencia cambie, además puede producir sobrecarga de los equipos de la red.

- a)** Límite térmico: el límite térmico está asociado a la máxima capacidad de corriente que puede circular, a través de los equipos de la red. Si se excede

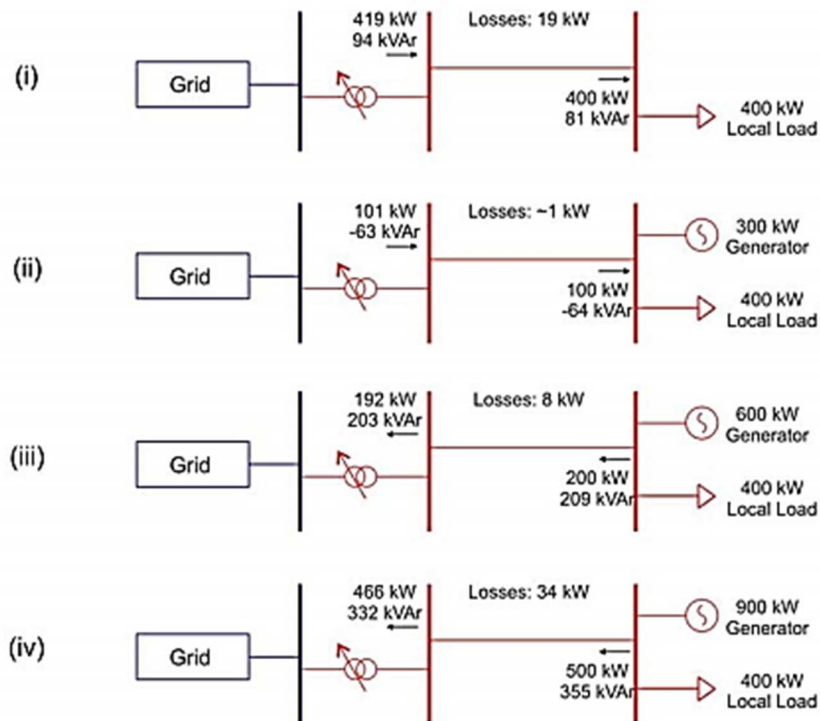
este límite por un largo periodo de tiempo, el equipo podría sobrecalentarse y ocasionar daño permanente.

Se debe estar seguro que al entrar en funcionamiento la GD, los equipos de la red no se sobrecarguen, con lo cual se asegurará un buen desempeño de la red.

- b) Flujo de carga inversa: la GD puede alterar la dirección del flujo de potencia, esto se da si la GD produce más energía que la que necesita la red. El cambio que se podría dar en la dirección del flujo cambia el perfil de carga de la red.

En la figura 34, se muestra un caso particular de una red de distribución a la cual se conecta GD.

Figura 34. **Escenarios de la GD conectada a una red de distribución**



Fuente: Siemes Power Technologies International. Technical assesmente of Sri Lankas's renewable resources based electricity generation. Pág. 4-36.

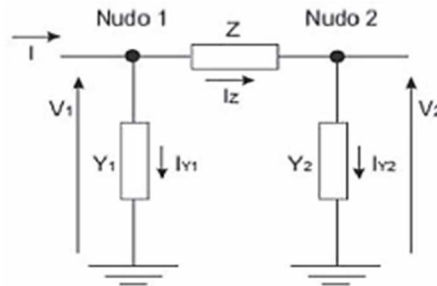
La figura 34 muestra cuatro posibles escenarios, la red alimenta una carga de 400 kW. En los escenarios iii y iv la GD produce mayor potencia de la requerida por la carga, por lo tanto, el exceso se transmite a través de la red de distribución hacia el Grid.

El flujo de potencia desde la red de distribución hacia el Grid supone un escenario de flujo de potencia en reversa.

2.6.11 Variación de los niveles de voltaje y regulación de voltaje

Un sistema eléctrico está compuesto por muchos componentes, tales como: generadores, transformadores y líneas o cables, estos elementos pueden ser modelados, a través de impedancias; por lo tanto, es posible analizar la relación que vincula el flujo de potencia, a través de una impedancia con el voltaje en sus extremos. En la figura 35 se muestra un esquema de una línea de transmisión.

Figura 35. **Esquema representativo de una línea de transmisión**



Fuente: elaboración propia.

La impedancia serie (Z) de la figura anterior, está compuesta por dos parámetros muy importantes, la resistencia (R) y la inductancia (X). En redes de distribución, la característica inductiva no es la predominante, por lo tanto, las variaciones de voltaje son debidas a los flujos de potencia activa y reactiva.

Tabla XII. Valores típicos de líneas aéreas para 60 Hz

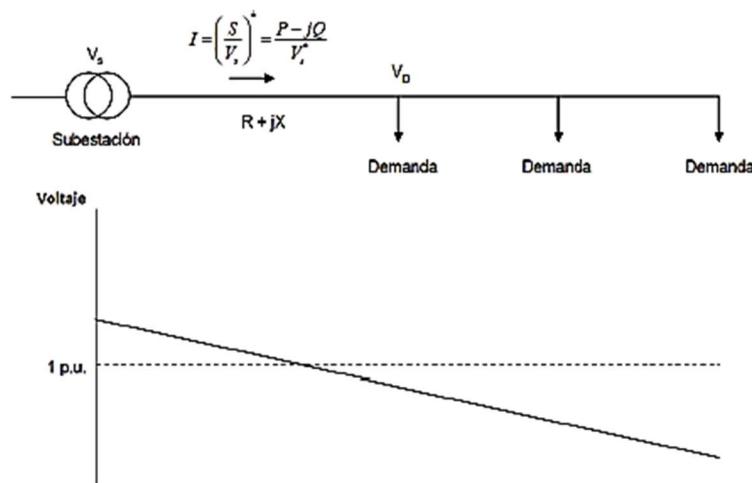
Tensión Nominal [kV]	Pot. Natural [MW]	X [Ohm/km]	X/R
0.4	---	0.40	0.5
10	---	0.40	0.5
130	50	0.40	3
220	130	0.40	6
400	550	0.33	15
500	910	0.30	16
750	2200	0.28	30

Fuente: elaboración propia.

2.6.11.1 Variación de voltaje en redes de distribución

A continuación, se demostrará la influencia de la potencia activa y reactiva sobre el voltaje en redes de distribución.

Figura 36. Perfil de voltaje de un alimentador radial



Fuente: Barker, Philip P. Determining the impact of distributed generation on power systems. Pág. 28.

Tomando como circuito de referencia la figura 36, el voltaje en los nudos de demanda viene dada por:

$$1) \quad V_D = V_s - I(R + jX) = V_s - \left(\frac{P - jQ}{V_s^*} \right) (R + jX)$$

Se asume que la subestación es la referencia de voltaje entonces se tiene:

$$2) \quad V_s = V_s \angle 0^\circ \rightarrow V_s^* = V_s$$

Al reemplazar 2) en 1) se obtiene:

$$3) \quad V_D = V_s - \frac{1}{V_s} (P - jQ)(R + jX)$$

$$V_D = V_s - \frac{1}{V_s} (RP + XQ) - \left(j \frac{1}{V_s} \right) (XP - RQ)$$

De 3) se define:

$$4) \quad \Delta V = \frac{1}{V_s} (RP + XQ)$$

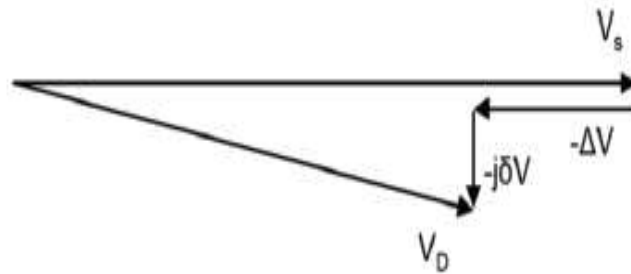
$$5) \quad \delta V = \frac{1}{V_s} (XP - RQ)$$

Reemplazando 4) y 5), en 3) se obtiene:

$$7) \quad V_D = V_s - \Delta V - j\delta V$$

El diagrama fasorial de voltaje se muestra a continuación:

Figura 37. Diagrama fasorial de voltaje de una red radial



Fuente: elaboración propia.

Como se puede observar en la ecuación (3), el voltaje en el nodo de la carga, depende del flujo de potencia activa y reactiva.

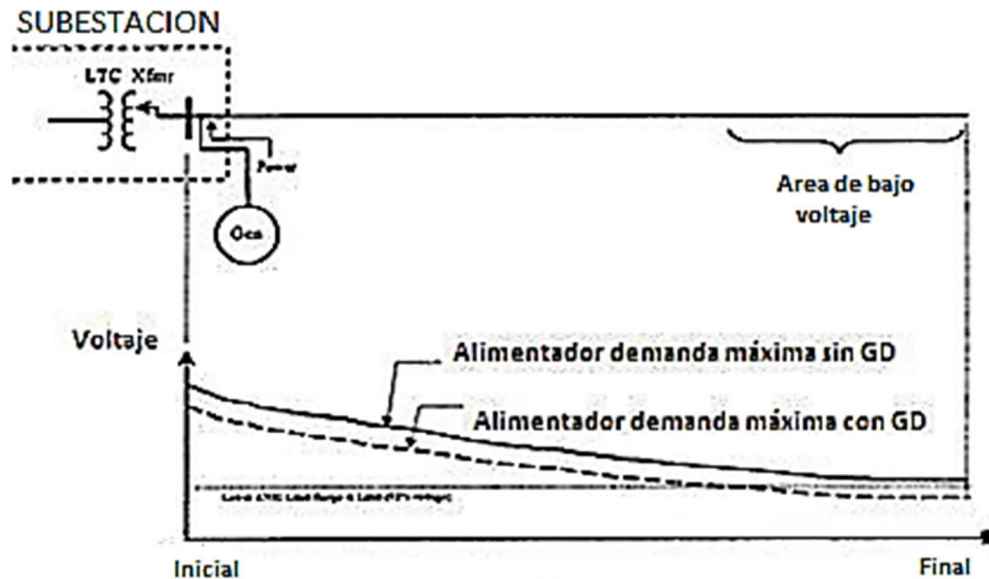
2.6.11.2 La GD como regulador de voltaje

Los equipos o artefactos que se conectan a la red eléctrica funcionan de forma correcta y segura dentro de un límite de voltaje, es por ello que mantener un nivel de voltaje adecuado es muy importante.

Para mantener el voltaje dentro de un nivel, tradicionalmente en redes radiales se utiliza transformadores con LTC (*load tap changing*), reguladores de voltaje y capacitores.

Debido a que el flujo de potencia activa y reactiva influye en el voltaje, la regulación de voltaje al conectar GD puede ser positivo o negativo dependiendo de las características de la red y la ubicación de la GD. En la figura 38, se puede apreciar que hay un efecto negativo en el perfil de voltaje al conectar GD.

Figura 38. Perfil de voltaje con y sin GD



Fuente: Barker, Philip P. Determining the impact of distributed generation on power systems. Pág. 28.

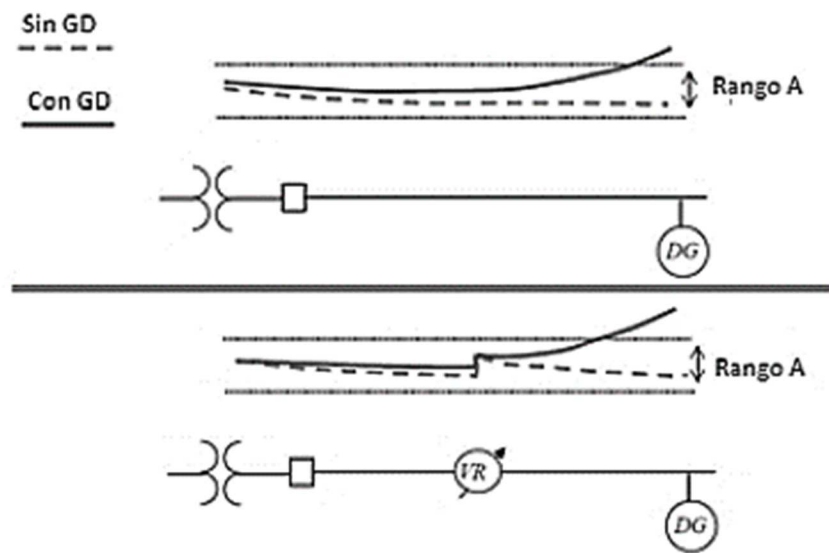
Como se observa en la figura 38 si se instala GD en el lado de bajo voltaje del transformador equipado con LTC, el efecto sobre el perfil de voltaje es negativo. Este efecto se debe a que al conectar la GD se reduce la carga que ve el regulador, lo cual produce que el regulador se confunda y establezca un voltaje más bajo.

De (3) se obtiene que la caída de voltaje:

$$8) \quad \Delta V = \frac{RP + XQ}{V}$$

De acuerdo a la ecuación (8) si se reduce el flujo de potencia activa y reactiva la caída de voltaje disminuiría a lo largo de la red. En la figura 39, se observa el efecto de conectar GD a una red.

Figura 39. Perfil de voltaje GD conectado en un extremo de la red



Fuente: Barker, Philip P. Determining the impact of distributed generation on power systems. Pág. 28.

Cuando la GD está conectada, el flujo de potencia efectiva que circula por las redes disminuye, por lo tanto, se reduce la caída de voltaje en la red, lo que se traduce en un aumento en el nivel de voltaje.

El incremento de voltaje se produce cuando la demanda es baja y hay generación alta, lo cual conduce a una gran cantidad de flujo de potencia a lo largo de las líneas de alta impedancia paralela.

2.6.12 Pérdidas

2.6.12.1 Pérdidas por el efecto Joule

Al transportar energía eléctrica una parte se pierde en el camino. Esto sucede, debido a que el conductor presenta una resistencia y en esta resistencia

eléctrica se produce el efecto Joule. El efecto Joule establece que al circular la corriente sobre un conductor óhmico genera calor y su valor viene dada por:

$$9) \quad P = VI = RI^2 \rightarrow E_{p\acute{e}rdidas} = \int_0^t RI^2$$

R= es la resistencia eléctrica del conductor.

I= la corriente que circula por el conductor

2.6.12.2 Pérdidas en función de la ubicación de la GD y la topología de la red

La ubicación de la GD y la topología de la red son factores que se encuentran muy relacionados.

La ubicación de la generación es muy importante desde el punto de vista de las pérdidas, cuanto más cercano a los lugares de consumo, mayor será la reducción en las pérdidas se tendrá.

Además, una adecuada ubicación puede mejorar la transmisión de potencia del sistema y mejorar la cargabilidad de los equipos.

2.6.12.3 Pérdidas en función del nivel de penetración

El nivel de penetración para la generación distribuida, se define mediante la siguiente ecuación.

$$10) \quad Penetración (\%) = \frac{Potencia_{GD}}{Potencia_{Alimentador}} * 100$$

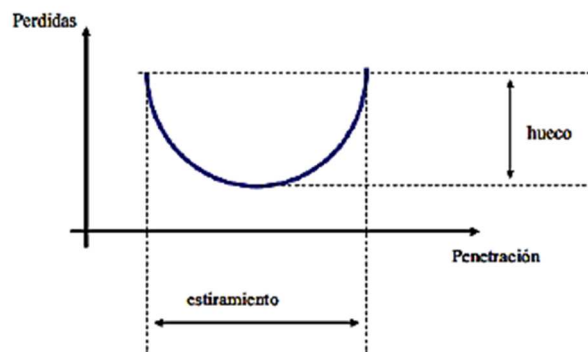
Siendo:

Potencia GD= Potencia instalada de generación distribuida

Potencia alimentadora= Potencia de carga del alimentador

Al analizar las pérdidas en función del nivel de penetración se obtiene curvas con forma de U.

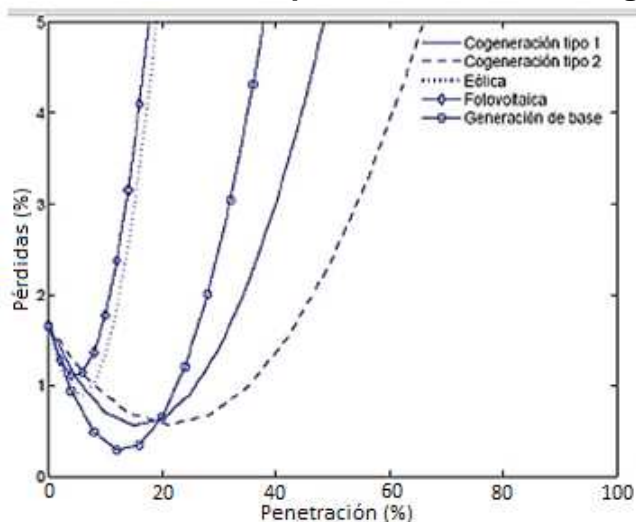
Figura 40. **Pérdidas en función del nivel de penetración de la GD**



Fuente: Barker, Philip P. Determining the impact of distributed generation on power systems. Pág. 28.

La gráfica de la figura 40 muestra dos aspectos muy importantes el estiramiento y hueco. El estiramiento da un índice del grado de penetración en la red antes que se vuelva a tener un incremento de las pérdidas. El hueco da una medida de reducción de pérdidas que puede provocar una tecnología en la red que se conecta.

Figura 41. **Pérdidas en redes de distribución en función del nivel de penetración de la GD para distintas tecnologías**

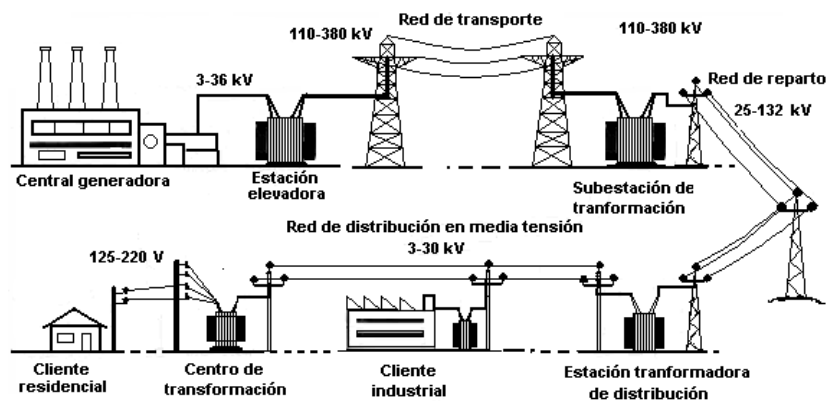


Fuente: Barker, Philip P. Determining the impact of distributed generation on power systems. Pág. 28.

2.6.12.4 Influencia de la GD en el nivel de cortocircuito

Muchos de los efectos causados por la conexión de generación a las redes de distribución están relacionados con la planeación y diseño de la red, tradicionalmente las redes están diseñadas para que la energía fluya en una sola dirección, como se muestra en la figura 42.

Figura 42. **Esquema tradicional de una red eléctrica**



Fuente: Borbely, Ann-Marie y Jan F. Kreider. Distributed generation the power paradigm for the new millennium.

Al ocurrir un corto circuito en alguna parte de la red la fuente que alimenta la corriente de corto circuito es única y está limitada por la impedancia de la red. La magnitud de la corriente que se espera que fluya a la ubicación de una falla (cortocircuito) está determinada por el nivel de cortocircuito de la red, además en la proximidad del fallo el flujo de corriente crece muy rápidamente.

a) Comportamiento ante eventos de fallas de las tecnologías de la GD: la contribución al nivel de cortocircuito de los diferentes tipos de tecnologías de GD se presenta en la tabla XIII.

Tabla XIII. **Valores típicos de niveles de cortocircuito de la GD**

Tipo de Generador	Corriente de falla en los terminales como porcentaje de corriente nominal de salida
Inversor	100-400 % (duración dependerá de la configuración del controlador, y la corriente puede ser incluso menor al 100 % en algunos inversores)
Generador síncrono de excitación independiente	A partir de 500 – 1000 % para los pocos primeros ciclos y decae a 200 – 400 %
Generador de inducción o Generador síncrono auto excitado	500 – 1000 % para los pocos primeros ciclos y decae a un valor despreciable dentro los 10 ciclos.

Fuente: elaboración propia.

Los valores mostrados en Tabla XIII son ilustrativos para el peor de los casos, para un análisis preciso se deben adquirir los datos del generador.

i) Inversores: la contribución al nivel de fallo por parte de las tecnologías de GD que utilizan inversores depende el nivel actual máximo y la duración para la que el limitador de corriente del fabricante del convertidor está configurado para responder.

ii) Generadores síncronos: la contribución de corriente depende del voltaje de falla, subtransitoria y reactancias transitorias de la máquina, y las características del excitador.

Ante eventos de falla la corriente extraída es mayor que la corriente a plena carga. Además, el sistema de excitación actuará para aumentar la corriente y mantener el fallo.

iii) Generadores de inducción: en cuanto a los generadores de inducción pueden contribuir a los fallos, siempre y cuando se mantengan excitados por cualquier voltaje residual en el alimentador. Para la mayoría de los generadores de inducción, la corriente significativa sólo duraría unos pocos ciclos y se determina dividiendo la tensión pre-falla por la reactancia transitoria de la máquina. Debido a que el generador de inducción necesita de la red, ya que esta proporciona de potencia reactiva para su excitación, una falla trifásica en la red interrumpe este y en consecuencia no puede contribuir a un fallo sostenida. Sin embargo, contribuyen a la corriente de pico antes de su corriente de falla se desintegra dentro de 100-200 ms.

b) La generación distribuida y el nivel de cortocircuito: un sistema de distribución está sujeto a cambios constantemente en su configuración, por ello se puede decir que el nivel de cortocircuito cambia con el tiempo. La contribución de una unidad pequeña de generación no puede ser tan importante, pero si se agregan muchas unidades pequeñas o algunas unidades grandes puede alterar el nivel de cortocircuito, lo cual puede ocasionar la pérdida de coordinación de los elementos que protegen la red.

2.7 Impacto ambiental de la generación distribuida

De la misma manera que un proyecto de generación de energía difiere de otro en características, tanto de sus componentes como de su operación, así los impactos que éstos pueden ocasionar al ambiente varían tanto con las características del proyecto como con el ambiente donde se desarrolla.

El tamaño y capacidad de generación instalada del proyecto es también determinante en los impactos causados. La mayor resistencia de grupos protectores del ambiente hacia los proyectos hidroeléctricos se deriva del impacto de los grandes proyectos.

Dentro de la construcción y operación de proyectos de energía renovable se pueden tener los siguientes impactos al ambiente:

2.7.1 Alteración del Régimen Hidrológico

Al desviar el caudal para la generación de energía, las presas remueven el agua necesaria para la salud de los ecosistemas fluviales. Tramos del río aguas debajo de la presa pueden ser secadas por completo. Al retener y luego liberar agua para la generación en horas pico, las represas pueden causar, en algunos tramos del río una alternancia de sequía y fuertes correntadas que erosionan el suelo. Estas liberaciones irregulares destruyen las variaciones estacionarias naturales de flujo que a su vez acciona el crecimiento natural y los ciclos de reproducción en muchas especies. Las operaciones de generación en picos pueden también causar cambios dramáticos en los niveles de los reservorios de agua (hasta 40 pies) que pueden degradar las orillas y pueden perturbar áreas de reproducción de los peces, flujo de agua y organismos habitantes del fondo. Las presas también hacen más lento el flujo del río. Muchas especies de peces como el salmón dependen de los flujos constantes para transportarlos a ellos

corriente abajo en su primera etapa y luego los guía años más tarde para su reproducción. Reservorios de poca corriente desorientan peces migrantes y aumentan significativamente la duración de su migración.

- Alteraciones en el río y su rivera: la construcción de una hidroeléctrica puede inundar las riveras y terrenos aledaños al río, destruyendo hábitats terrestres. La construcción de la presa puede también convertir un hábitat fluvial en un reservorio como lago, amenazando las poblaciones nativas de peces y otra vida salvaje. Los reservorios cálidos y de movimiento lento favorece a los predadores de especies de ocurrencia natural.
- Alteración de la calidad del agua: el represamiento puede causar cambios y variaciones en la temperatura o la cantidad de gases disueltos en el río.

Las temperaturas de superficie en el reservorio pueden aumentar al disminuir la velocidad en el flujo del agua. Si el agua es liberada desde la cima de la presa, esta agua más caliente puede incrementar la temperatura del agua del río aguas abajo. Temperaturas más frías aguas abajo pueden resultar cuando se libera agua más fría del fondo del reservorio. Tales condiciones alteradas pueden afectar el hábitat, razón de crecimiento o incluso la supervivencia de peces y otras especies. En algunos proyectos con tomas localizadas en lo profundo del reservorio, la liberación de aguas con bajos niveles de oxígeno disuelto hacia el río aguas abajo puede dañar los hábitats acuáticos en el río y contribuir a los problemas de calidad del agua.

El agua algunas veces pasa por un vertedero de forma de una “U” invertida con canal de descarga. Al precipitarse en las pozas en la base de la presa, demasiado aire puede ser atrapado en el agua, creando sobresaturación de gas una condición que en algunas especies de peces propicia algo llamado enfermedad de las burbujas de gas letal.

- Obstáculo para la migración de peces: los peces durante su migración río arriba pueden resultar desorientados, golpeados, estresados o mortalmente heridos por contacto con las turbinas u otros elementos de las instalaciones. Las relaciones de sobrevivencia de peces que pasan por grandes turbinas varía, pero puede acercarse a 90 – 95 %. En el caso de sistemas de presa en cascada, es decir varias presas en un mismo río este efecto puede dañar significativamente poblaciones migrantes de importantes poblaciones juveniles de peces. Las represas también decrecen las velocidades de flujo de los ríos. Reservorios de baja velocidad pueden desorientar a peces en migración, incrementar la duración de su migración, lo cual causa un incremento en su índice de mortalidad.
- Impiden el flujo natural de sedimentos: el agua que fluye transporta sedimentos. Cuando se reduce la velocidad de flujo en una represa, los sedimentos se precipitan y se acumulan en los fondos del río y el reservorio, donde puede afectar el hábitat para la reproducción de los peces. La pérdida de sedimentos río abajo puede degradar el hábitat en el río y puede causar la pérdida de las playas en la desembocadura del río. El sedimento depositado puede también contener residuos químicos o industriales de fuentes río arriba. Así, las presas pueden bloquear y concentrar sedimentos contaminados en la represa.

La construcción de obras hidráulicas para proyectos de energía, como para riego, abastecimiento humano y control de avenidas, requiere que se consideren los usos del agua, aguas abajo de la obra. Entre estos usos se incluyen los requerimientos de los organismos acuáticos, y es conocido como el caudal ecológico.

A la fecha, los requerimientos son estimados de una forma simple, asumiendo un porcentaje del caudal promedio del mes con menor caudal (estiaje)

y en el mejor de los casos un porcentaje del caudal promedio anual (alrededor de un 10 %). Al hacerlo de esta manera, no se reconoce los requerimientos de los organismos acuáticos y otras formas de biodiversidad que dependen de los caudales naturales de los ríos.

Por lo consiguiente, resulta necesario determinar el impacto generado en el régimen de caudales y calidad del agua derivados de un proyecto hidroeléctrico, utilizando como herramienta metodologías con base científica, las cuales ya existen a nivel Latinoamérica y pueden ser aplicadas en Guatemala.

2.7.1.1 Caudal ecológico

Los sistemas acuáticos como ríos, humedales, estuarios y ecosistemas marinos brindan una gran variedad de beneficios a las personas y al ambiente, dentro de los cuales se incluyen agua potable, alimento, mitigación de inundaciones y oportunidades recreativas.

Los ríos sanos tienen un valor intrínseco para las personas, el cual se manifiesta en significado cultural, económico y ambiental. (Dysonn, 2003)

Para generar los múltiples beneficios se define A caudal ecológico o caudal ambiental como un instrumento de gestión que establece la calidad, cantidad y régimen del flujo de agua requerido para mantener los componentes, funciones, procesos y resiliencia de los ecosistemas acuáticos que proporcionan bienes y servicios a la sociedad. Los caudales ecológicos garantizaran un río saludable en la medida en que forme parte de un conjunto más amplio de medidas. Dentro de los beneficios están la protección de suelos, prevención de contaminación y restauración de habitats (Dysonn, 2003).

El caudal ecológico se fija en los “Planes de Manejo de Cuencas” o en los “Estudios de Impacto Ambiental”, con base a estudios y análisis concretos para cada tramo del río. Se han desarrollado metodologías para determinar los caudales ecológicos entre los cuales están hidrológicos, hidráulicos, simulación de hábitat y holísticos, los cuales determinan el caudal ecológico, a través del estudio de los datos de caudales (Dysonn, 2003).

2.7.1.1.1 Métodos para la determinación del caudal ecológico

Las metodologías existentes para determinar caudales ecológicos son numerosas a nivel mundial. Sin embargo, las más adaptadas son las siguientes: (PNUMA, 2010)

Métodos hidrológicos

Esta metodología considera que los organismos de las comunidades de las riberas están adaptados a las variaciones estacionales propias de un régimen hidráulico. En la tabla XIV, se presentan varios ejemplos de las metodologías utilizadas en métodos hidrológicos.

Tabla XIV. Metodologías Hidrológicas

Metodologías	Variables
Método tennant	Períodos estacionales del año y caudal medio anual.
Método de caudal base	Períodos estacionales del año, el caudal mínimo anual y el rendimiento de la cuenca.
Método de NGPRP	Períodos estacionales del año y caudales medios diarios.
Método hope	Caudales medios diarios y ciclo biológico de las especies.
Método 7Q10	Caudales medios mínimos diarios, Períodos estacionales del año, ciclo biológico de especies y caudales medios mensuales.
Método de arkansas	Características hidrológicas y biológicas, la diversidad específica y los caudales medios mensuales.

Fuente: ENDESA, 2014.

Métodos hidráulicos

Este tipo de método se basa en estudios de una sección transversal del río, para relacionar la magnitud de la descarga con la profundidad de los cauces, velocidad y perímetro mojado. En la siguiente tabla se presentan varios ejemplos de las metodologías utilizadas en métodos hidráulicos.

Tabla XV. **Metodologías hidráulicas**

Metodologías	Variables
Método de colorado	Perímetro mojado, la velocidad media y la profundidad.
Método de idaho	Tipo de sustrato, la velocidad media, la profundidad y el perímetro mojado.
Método de la región 4 USFWS	Caudales mínimos, el tipo de sustrato y las características de las márgenes.
Método del perímetro mojado	Tipo de sustrato, velocidad media, profundidad y el perímetro mojado.

Fuente: ENDESA, 2014.

Métodos de simulación de hábitat

Este método considera que las especies están mejor adaptadas a ciertas características hidráulicas, estructurales y geomorfológicas. Por lo tanto, al conocer cómo afecta el caudal se puede predecir el caudal óptimo para mantener a las poblaciones. En la tabla siguiente, se presentan varios ejemplos de las metodologías utilizadas en métodos de simulación de hábitat.

Tabla XVI. **Metodologías de simulación de habitat**

Metodologías	Variables
Método de WRR Cover	Cobertura vegetal, los caudales medios anuales, la longitud y el área de la sección.
Método de Washington	Velocidad, la profundidad de flujo, el caudal y el ciclo biológico de las especies.
Método de California	Velocidad, la profundidad de flujo, el área de la subsección y el sustrato.
Método de Oregon	Velocidad, la profundidad de flujo, el caudal, el ciclo biológico de las especies y valor del habitat.
Método IFIM-PHABSIM	Profundidad y velocidad del flujo, sustrato, cobertura, ciclo de vida (juvenil y adulto) o sus actividades específicas (reproducción, desove, alimentación)

Fuente: elaboración propia.

De acuerdo con (PNUMA, 2010), de todas estas metodologías, la metodología IFIM es la más utilizada a nivel de Latinoamérica, ya que es un sistema multidisciplinario, fácil de utilizar y con amplio rango de aplicaciones.

2.7.2 Emisiones a la atmosfera

Durante la construcción del proyecto, no se tienen contempladas emisiones mayores a la atmósfera, únicamente se prevé que existan emisiones de polvo durante la fase de excavación y movimiento de tierras durante la conformación del terreno y durante la preparación de los productos de concreto, pero éstas serán de corta duración y muy localizadas, que no afectarán el entorno.

El ruido durante la construcción producido por la maquinaria o herramientas utilizadas, no provocará índices de ruido mayores que lo normado por la Organización Mundial de la Salud (85 dB), ni incrementará el ruido existente, ya que no se utilizará por períodos largos de tiempo.

Esto fue evidenciado con las mediciones de ruido llevadas a cabo durante las jornadas de trabajo (entre 8:30 y 12:00 horas) en obras similares.

Tabla XVII. **Estimación del ruido producido durante la construcción**

Fuente	Distancia	dB
Mezcladora	5 m	85
Mezcladora	20 m	75
Mezcladora	50m	60
Martilleo en concreto	3 m	65
Martilleo en concreto	20 m	60
Martilleo en concreto	50 m	60
Actividades varias	10 m	60
Actividades varias	20 m	55
Actividades varias	50 m	55

Fuente: elaboración propia.

Durante la etapa de construcción no se utilizarán materiales ni se efectuará ningún tipo de actividad que emita ningún olor desagradable o gases tóxicos.

2.7.3 Contaminación electromagnética

En cualquier parte que exista una corriente eléctrica, existirá también un campo magnético. Cuando las cargas eléctricas no se mueven, las fuerzas de atracción y repulsión crean campos eléctricos cuya intensidad depende del voltaje del circuito; cuando las cargas se mueven crean campos magnéticos. El campo magnético depende del movimiento de las cargas y su intensidad es proporcional a la corriente que hay en el circuito.

En Guatemala, la corriente alterna tiene una frecuencia de sesenta Hertz (60 Hz), por lo que el sistema de energía eléctrica genera también campos magnéticos y eléctricos de sesenta Hertz (60 Hz), la cual es considerada como una frecuencia extremadamente baja -FEB-.

La transformación de la energía en una subestación conlleva que un campo magnético cambiante en el tiempo, que se produce en el embobinado primario del transformador, pase por el embobinado secundario y en función a la relación

del número de vueltas del primario al secundario, se produzca un voltaje diferente en ese lado.

En tiempos recientes se ha incrementado en el mundo entero, y Guatemala no es la excepción, la controversia acerca que los campos electromagnéticos inducidos por la conducción y transformación de energía eléctrica de alto voltaje, pueda ocasionar efectos nocivos en la salud del ser humano; en especial, se menciona la incidencia de algunos tipos de cáncer entre los que se destacan leucemia, leucemia linfocítica aguda y crónica y tumores cerebrales, así como disturbios cardiovasculares y neurológicos.

Durante los últimos años, se han venido realizando esfuerzos a nivel mundial para tratar de aclarar las dudas al respecto. Los resultados de los estudios realizados pueden ser clasificados en tres (3) categorías:

- Los que determinan las reacciones celulares in vitro.
- Los que analizan la respuesta de animales y plantas a altos campos electromagnéticos, y
- Los análisis epidemiológicos de grupos humanos.

De acuerdo con las investigaciones de la Secretaría del Departamento de Estado de los Estados Unidos (1992), las conclusiones que se han obtenido de los estudios más recientes acerca de los efectos biológicos producidos en humanos expuestos a campos electromagnéticos existentes, tanto en viviendas como en lugares de trabajo son las siguientes:

- Las medidas de campos magnéticos en las residencias se correlacionan débilmente, pero de manera significativa con las configuraciones del alambrado eléctrico de alta energía.

- Los campos magnéticos medidos no están relacionados consistentemente con el riesgo de leucemia.
- El riesgo de leucemia en niños no está asociado con la exposición al campo eléctrico.
- No existe evidencia confiable de efectos adversos a la salud, (disturbios neurológicos, cardiovasculares, gastrointestinales) causados por campos electromagnéticos de frecuencia extremadamente baja.
- En el caso de trabajadores expuestos periódicamente a campos electromagnéticos de frecuencia extremadamente baja, no se mostró ningún efecto claro que afectará la salud de los mismos.

En 1994, la Comisión Internacional de Protección contra la Radiación No Ionizante (*International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection - ICNIRP*) concluyó que los conocimientos científicos actuales no sugieren efectos nocivos en los principales parámetros de desarrollo, comportamiento y fisiológicos en organismos superiores por exposición transitoria a campos estáticos de densidad hasta 2 T (2.000 mT). A partir del análisis de las interacciones entre exposición a largo plazo, la exposición a densidades de flujo magnético de hasta 200 mT no debe tener consecuencias adversas. (*International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection, 1998*)

Por lo tanto, las investigaciones no permiten relacionar concluyentemente efectos perjudiciales a la salud humana y la intensidad electromagnética producida por la operación de subestaciones eléctricas.

Hasta la presente fecha se han promulgado pocas normas reguladoras que limiten la exposición humana a los campos de FEB. Lo que se ha llevado a cabo es el desarrollo de medidas temporales en algunos países, hasta que se disponga de la información suficiente sobre los efectos biológicos adversos para poder evaluar razonablemente los riesgos implícitos para la salud, así como los respectivos niveles de exposición.

La International Commision on Non-Ionizing Radiation Protection public recientemente los siguientes lineamientos referentes a exposiciones a campos eléctricos y campos magnéticos:

Tabla XVIII. **Valores de exposición permisibles a campos eléctricos y magnéticos**

Trabajadores	Campo eléctrico	Campo magnético
Día completo de trabajo	10 kV/m	5,000 mG
Exposiciones cortas (2 horas)	30 kV/m	50,000 mG
Exposiciones de extremidades	-----	250,000 mG
Público en general		
Exposiciones cortas	10 kV/m	10,000 mG
Hasta 24 horas / día	5 kV/m	1,000 mG

Fuente: elaboración propia.

Con la finalidad de conocer la influencia sobre el ambiente de los campos tanto eléctricos como magnéticos relacionados con la operación, tanto de este tipo de plantas, sus subestaciones, como de sus líneas de alimentación, se realizaron mediciones de los campos generados por proyectos de similares características que se encuentran actualmente en operación.

El procedimiento seguido fue la medición de dichos campos en forma radial y equidistante desde la fuente, en este caso el patio de transformadores. En el caso de las líneas de transmisión se realizaron las mediciones en forma perpendicular al trazo, iniciando directamente bajo la línea. En ambos casos, las mediciones se realizaron a distancias de 0, 5, 10, 15 y 20 m. Para la medición de los campos tanto magnéticos como eléctricos se utilizó el equipo que se detalla a continuación:

Fabricante: *Holaday Industries Inc.*
 Modelo: *HI – 3604 ELF Survey Meter*
 Sensibilidad: Campo Eléctrico 1 V/m – 199 kV/m
 Campo Magnético 0.1 mG – 20 G

Las lecturas del campo magnético fueron constatadas con otro medidor, con las siguientes características:

Fabricante: *A.W. Sperry Instruments Inc.*
Modelo: EMF – 200A
Sensibilidad: 0.1 mG – 200 mG

Las lecturas obtenidas se presentan a continuación:

Tabla XIX. **Campos eléctricos y magnéticos generados para una línea de 69 kV**

Distancia	Campo Eléctrico (V/m)	Campo Magnético (mG)
0 m	734	4.8
5 m	582	3.5
10 m	317	2.6
15 m	34.8	1.1
20 m	30	1.1

Fuente: elaboración propia.

Una comparación con los límites permisibles por la legislación de otros países muestra que los valores más altos medidos, correspondientes a sitios directamente por debajo de la línea del tendido eléctrico, están aún muy por debajo de las restricciones de dichas legislaciones. Por otro lado, las dos últimas lecturas de campos magnéticos reflejan que a 15 metros se ha alcanzado el nivel del campo magnético regional.

2.7.4 Contaminación química

La única sustancia química que puede ser potencialmente contaminante en una subestación es el aceite dieléctrico contenido en transformadores, reclosers y reguladores de voltaje, como medio de aislamiento. Este aceite dieléctrico es un hidrocarburo inflamable, parafínico o aromático y que potencialmente es

dañino para la salud si se ingiere. En condiciones normales de funcionamiento, es poco probable que ocurra una contaminación química del ambiente.

Además, dentro de las normas de seguridad contempladas en el diseño de la subestación se tiene planificada la construcción de rejas de seguridad y muros de contención para aceites dieléctricos. Estas instalaciones de seguridad tienen una capacidad del 150 % del volumen total de aceite contenido en los equipos de transformación.

2.7.5 Contaminación Visual

Las plantas de energía eólicas normalmente están compuestas por grandes “granjas de viento” (campos de grandes aerogeneradores) en lugares con relativamente constantes y fuertes vientos. Estas granjas normalmente se consideran poco atractivas.

El tendido de la línea de energía requiere limpiar un estrecho, pero largo corredor de bosque (o de otro terreno). Esta limpieza puede afectar a las rutas de migración y provocar erosión del terreno, al tiempo que facilitan el acceso a personas a las que, de otro modo, sería áreas aisladas.

En plantas solares se ha de ubicar una gran cantidad de celdas fotovoltaicas donde es necesario limpiar y preparar el terreno para la instalación, realizando labor de tala agresiva despejando laderas del aspecto natural.

3. GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN LA TINTA

3.1 Análisis técnico

3.1.1 Especificaciones de la red de media tensión

Las instalaciones aéreas de distribución de media tensión están construidas, manteniendo criterios técnicos que garanticen la estabilidad y confiabilidad de la misma, el cumplimiento de las condiciones de seguridad esperadas, y utilizando las mejores prácticas de ingeniería dadas por la experiencia y la normalización establecida por la compañía.

El ramal principal es aquel definido por la Compañía con capacidad de transporte de 2 MVA o más. Puede coincidir con tramos de red que transporten en la actualidad o en el futuro cercano, la corriente de por lo menos dos (2) ramales o derivaciones, independientemente de la carga que transporten.

La red de media tensión, no debe pasar sobre inmuebles (techos terrazas, etc.), de tal forma que constituyan un riesgo inminente de energización o rompimiento de las distancias de seguridad en cualquier momento o tiempo después de la energización del proyecto.

El diseño de la red de distribución La Tinta está adecuado a condiciones y características anteriormente descritas. Los elementos principales que constituyen la red se definen en los siguientes apartados.

3.1.1.1 Conductores eléctricos

Los conductores a emplean en una red de distribución son de aluminio – acero (ACSR) y están normalizados por la compañía. Sus características principales se indican en el Tabla XX.

Tabla XX. **Características de los conductores**

CONDUCTOR		ACSR			
		477 MCM	266 MCM	4/0 AWG	1/0 AWG
Code Word		Hawk	Patridge	Penguin	Raven
Tamaño					
AWG		-	-	4/0	1/10
(MCM)		477	266	212	105

Sección transversal	Aluminio (mm2)	241,5	135,2	107,2	53,5
	Acero (mm2)	39,3	22,0	17,9	8,9
	Total (mm2)	280,9	157,2	125,1	62,5

Diámetro nominal	Alma (mm)	8,01	6	4,77	3,37
	Total (mm)	21,8	16,3	14,3	10,1

Composición	No. alambres de aluminio	26	26	6	6
	Diámetro alambres de aluminio (mm)	3,44	2,57	4,77	3,37
	No. alambres de acero	7	7	1	1
	Diámetro alambres de acero (mm)	2,67	2	4,77	3,37

Carga de rotura (daN)	≥ 8 677	≥ 5 028	≥ 3 716	≥ 1 949
Peso total (kg/m)	0,975	0,545	0,433	0,216
Módulo de elasticidad (daN/mm2)	≤ 7700	≤ 7700	≤ 8100	≤ 8100
Coef. De dilatación lineal (°C-1)	≤ 18,9 · 10-6		≤ 19,1 · 10-6	
Intensidad máxima admisible (A)	659	457	357	242

Fuente: elaboración propia.

El conductor de fase instalado en la red de distribución La Tinta es el 1/0 AWG (Raven), tanto para troncales trifásicas como derivaciones monofásicas. Como conductor neutral se tiene en gran proporción el 1/0 AWG (Raven) y en baja proporción #2 AWG (Sparrow).

3.1.1.2 Aislamiento

En el aislamiento instalado en la red de distribución La Tinta son de suspensión para ángulos fuertes, amarres y fines de línea, mediante aisladores tipo poste, para los postes de alineación y pequeños ángulos.

Los aisladores instalados fueron seleccionados para garantizar evitar saltos de arco eléctrico en condiciones de operación en la red de distribución, también sobretensiones transitorias, humedad, temperatura, lluvia o acumulación de suciedad, sal y otros contaminantes que no son desprendidos de una manera natural. La resistencia mecánica también es muy importante, ya que los aisladores deben soportar esfuerzos mecánicos a los que estarán sometidos por: cargas máximas de viento, abuso mecánico, descargas electro atmosféricas, arcos de energía y condiciones de contaminación desfavorable, sin exceder los siguientes porcentajes de su resistencia mecánica a la ruptura:

- Cantilever 40 %
- Compresión 50 %
- Tensión 50 %

En consecuencia, la normativa define los siguientes niveles de aislamiento:

- Normal: será de aplicación en la mayor parte de las situaciones, siempre y cuando las características de la línea no demanden un grado de aislamiento mayor. Especificando son:
- Áreas sin industrias y con baja densidad de casas equipadas con calefacción.
- Áreas con baja densidad de industrias o casas, pero sujetas a frecuentes vientos
- Lluvia.
- Áreas agrícolas.

- Áreas montañosas.
- Todas las áreas situadas de 10km o más del mar y no expuestas a vientos directos provenientes del mar.
- Reforzado: será de aplicación cuando se den condiciones especiales en la línea que hagan recomendable su utilización, estas pueden ser:
- Áreas generalmente de extensión moderada, sujetas a contaminantes conductivos, y humo industrial, que produzca depósitos espesos de contaminantes.
- Áreas de extensión moderada, muy cercanas a la costa y expuestas a rocío del mar, o a vientos muy fuertes con contaminación procedente del mar.
- Áreas desérticas, caracterizadas por falta de lluvia durante largos períodos, expuesta a fuertes vientos que transporten arena y sal, sujetas a condensación con regularidad.

En la red de distribución La Tinta el nivel de aislamiento es el normal, debido a que el lugar no es costero libre de contaminación salina, tampoco hay contaminación industrial y no es un área desértica. El lugar es montañoso y agrícola, lluvia frecuente.

Características eléctricas del aislamiento

En la siguiente tabla, se establecen las características eléctricas mínimas que han de cumplir los aisladores, en distintas condiciones de funcionamiento, para asegurar un correcto aislamiento de la línea. Cuando el aislador esté formado por varias unidades, es el conjunto de elementos el que debe poseer las características aislantes mostradas.

Tabla XXI. **Características del aislamiento**

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS		13,8/7,9 kV
Tensión máxima (kV) (1)		14,49
Línea de fuga (mm) (2)	Aislamiento nominal	≥230 (9-1/16")
	Aislamiento reforzado	≥430 (16-15/16")
Tensión de contorno a frecuencia industrial en seco (kV)		≥50
Tensión de contorno a frecuencia industrial bajo lluvia (kV)		≥35
Tensión crítica de contorno a impulso (+) (kV) PICO (3)		≥95
Tensión crítica de contorno a impulso (-) (kV) PICO (3)		≥95
(1) La tensión máxima se considera un 5% superior a la tensión nominal de la línea. (2) La longitud de la línea de fuga se calculará redondeando el valor obtenido mediante la expresión "Tensión máxima x 16 mm/kV" para el nivel de aislamiento normal y "Tensión máxima x 31 mm/kV" para el nivel de aislamiento reforzado. (3) Para determinar la tensión crítica de contorno se utilizará la onda normalizada de impulso tipo rayo 1,2/50 definida en la norma ANSI/IEEE 4-1978.		

Fuente: elaboración propia.

3.1.1.3 Postes

Clasificación de los postes

En este apartado se definen los diferentes tipos de postes normalizados en líneas eléctricas aéreas de media tensión:

Los postes se clasifican, según sus funciones en:

- Postes de alineación
- Postes de ángulo
- Postes de anclaje
- Postes de fin de línea
- Postes especiales

El poste de hormigón es de uso prioritario para la compañía, permitiéndose el uso de postes metálicos o de madera cuando las siguientes condiciones se den:

Por dificultad en el acceso: de acuerdo a cada proyecto en específico, en la etapa del diseño se consideran que por dificultad en el transporte de los postes hacia el punto final de izado de los mismos deberá priorizarse el uso de postes metálicos o de madera.

Decidiendo entre metal o madera el grado de dificultad en el acceso. Entendiéndose que a mayor dificultad se prioriza el uso de poste metálico sobre la madera, por las ventajas de peso y transporte en secciones que brinda el poste metálico.

Las características dimensionales y de resistencia de los diferentes tipos de postes que componen la red de distribución La Tinta, la siguiente:

Tabla XXII. **Características de los postes**

DENOMINACIÓN	DESCRIPCIÓN
HP-300-9	Poste de hormigón pretensado centrifugado o vibrado - 300 daN - 9 m
HP-300-10	Poste de hormigón pretensado centrifugado o vibrado - 300 daN - 10,5 m
HP-500-10	Poste de hormigón pretensado centrifugado o vibrado - 500 daN - 10,5 m
HP-300-12	Poste de hormigón pretensado centrifugado o vibrado - 300 daN -12 m
M-9-C5	Postes de madera de 9 m clase 5
M-10-C5	Poste de madera de 10.5 m clase 5

Fuente: elaboración propia.

3.1.1.4 Crucetas

En la red de distribución La Tinta tiene instaladas crucetas de distintas dimensiones que constituyen la construcción de diferentes armados. Esto sucede normalmente en configuraciones trifásicas o bifásicas.

La utilización de crucetas angulares metálicas es prioritaria, utilizando también de crucetas de madera en lugares convenientes.

Las dimensiones y tipos de crucetas instaladas en la red de distribución La Tinta son las siguientes:

- Cruceta de madera de 2400 MM.
- Cruceta angular metálica 2400 MM.

3.1.1.5 Retenidas

Las retenidas son instaladas en aquellos postes que estén sometidos a cargas mayores que las que puedan soportar nominalmente y sin comprometer el coeficiente de seguridad establecido (concreto=2, metálico=1.5). Sin embargo, se prima, el reducir su número al mínimo posible. Si es económicamente viable se da preferencia a las construcciones con postes más robustos.

Se tienen instaladas retenidas en todos los postes de ángulos mayores a 5°, y que su esfuerzo resultante por la tensión transmitida por los cables que soporta, supere el esfuerzo nominal del poste a emplear y en ningún caso supere el esfuerzo de ruptura del mismo.

La retenida se instala en la dirección opuesta al esfuerzo resultante en el poste por el efecto de los conductores que soporta. Cuando por condiciones de

la topografía, edificios u otros, no es posible realizar esto se instalan dos retenidas en sus correspondientes ejes X y Y. Los componentes de las retenidas son: anclas expansivas, varillas de anclaje, cable tensor de acero galvanizado y retenciones preformadas en ambos extremos del cable.

3.1.1.6 Cimentaciones

Las cimentaciones para el izado de postes dependen del tipo de terreno. Cuando las condiciones de la línea y del suelo así lo requieran como por ejemplo: lugares donde no se pueden instalar retenidas, se realiza una cimentación con aporte de hormigón. En las cimentaciones con aporte de hormigón se realiza una solera en el fondo de la cimentación de una altura de 0.15m. Las cimentaciones son utilizadas solamente en postes de hormigón.

3.1.1.7 Transformadores de distribución

Los transformadores de distribución instalados en la red de distribución La Tinta respecto a niveles de voltaje y capacidades son los siguientes:

Tabla XXIII. Transformadores por nivel de voltaje

DENOMINACIÓN	DESCRIPCIÓN
TPA-10-13,2	Transformador monofásico tipo poste autoprotegido 10 kVA 13,2/0,24 kV
TPA-25-13,2	Transformador monofásico tipo poste autoprotegido 25 kVA 13,2/0,24 kV
TPA-50-13,2	Transformador monofásico tipo poste autoprotegido 50 kVA 13,2/0,24 kV
TPA-75-13,2	Transformador monofásico tipo poste autoprotegido 75 kVA 13,2/0,24 kV

Fuente: elaboración propia.

Características constructivas

- El diseño de los transformadores son del tipo cámara de aire bajo la tapa.
- Para eliminar sobrepresiones internas, el tanque está equipado con una válvula de alivio de presión.
- En el interior del tanque existe una marca que indica el nivel de aceite nominal a 25 °C.
- Disponen de dos tornillos para la conexión de puesta a tierra, uno del mismo tanque, y el otro para conectar la borna secundaria del neutro al tanque, mediante una cinta de cobre removible y con tornillo más arandelas.
- Disponen de una sola borna de media tensión de porcelana, apta para el uso en intemperie.
- Disponen de tres bornas de B.T., de porcelana o polyester reforzado con fibra de vidrio, aptas para uso en intemperie.
- Disponen de un soporte para la instalación de un pararrayos en la cuba, próximo a la borna de media tensión tanto este soporte como el pararrayos.
- Están equipados con un cambiador de tomas el cual regula la tensión en cuatro escalones de 0, $\pm 2,5$ % y ± 5 %.

Características eléctricas

Dentro de los aspectos esenciales que merecen abordarse en la investigación, se localizan los elementos concernientes a las características eléctricas, en tal sentido se requiere efectuar el análisis minucioso y exhaustivo de factores tales como la tensión primaria, secundaria y de cortocircuito, por mencionar solo algunas de estas, también relacionar otra serie de variables necesarias para profundizar en la materia.

Tabla XXIV. **Características eléctricas de los transformadores**

VALORES NOMINALES	13,2 kV	34,5 kV
Tensión primaria asignada (kV) (1)	4,6/13,2	19,9/34,5
Tensión secundaria asignada (V)	120/240	
Potencias asignadas (kVA)	10, 20, 50 y 75	
Tensión de cortocircuito	≥ 3%	
VALORES NOMINALES	13,2 kV	34,5 kV
Tensión soportada a impulso tipo rayo (BIL) primaria (kV)	95	150
Tensión soportada a impulso tipo rayo (BIL) secundaria (kV)	30	
Frecuencia (Hz)	60	
Refrigeración	ONAN	
Elevación máx. de temperatura en el devanado (°C)	65 °o 75 °C	
Tensión primaria soportada a baja frecuencia primaria (kV)	34	50
Tensión primaria soportada a baja frecuencia primaria (kV)	30	
(1) Tensión fase – neutro / Tensión fase-fase.		

Fuente: elaboración propia.

Protecciones incluidas

- a) **Protección contra sobretensiones:** la protección contra sobretensiones en el lado primario se realiza con un pararrayos de óxidos metálicos con envolvente polimérica y soporte aislante. El mismo está instalado en el transformador mediante un soporte de acero galvanizado y un trozo de conductor de cobre con terminales apropiadas para hacer la conexión con la borna primaria del transformador. Además, incluye su punto de tierra interconectado a la cuba del trafo mediante un conductor de cobre debidamente dimensionado.
- b) **Protección contra sobrecargas:** la protección del transformador contra sobrecargas, se realiza mediante un interruptor con protección térmomagnética. Está instalado en el interior de la cuba. Así mismo, deberá

disponer de la posibilidad de desconectar el transformador de la red, mediante el empleo de una pértiga.

Transformadores de distribución instalados en el circuito de media tensión 13.8 kV La Tinta:

Tabla XXV. **Transformadores instalados en el circuito La Tinta**

CAPACIDAD DEL TRANSFORMADOR (KVA)	CANTIDAD INSTALADA	CAPACIDAD INSTALADA (KVA)
10	125	1250
15	26	390
25	125	3125
37,5	4	150
50	8	400
150	3	450
CAPACIDAD TOTAL INSTALADA		5765

Fuente: elaboración propia.

3.1.1.8 Protección y maniobra

Los dispositivos de maniobra son elementos empleados para conectar o desconectar partes de la red eléctrica. A su vez, los dispositivos de protección ante condiciones indeseables tales como sobrecargas, cortocircuitos, descargas atmosféricas, etc., desconectan automáticamente la menor parte posible de la red, evitando daños a las instalaciones “aguas arriba” de la falla o situación anormal además de evitar, en la medida de lo posible, interrupciones del servicio.

Los dispositivos de maniobra y protección en el circuito La Tinta son los siguientes:

- a) Fusibles: el fusible normalizado es el tipo K, es de fusión rápida y debe soportar un 150 % de su intensidad nominal con un funcionamiento normal. Consta de un hilo fusible de plata pura, bobinado helicoidalmente para evitar el efecto corona. Los terminales de contacto son plateados para evitar la aportación de vapores metálicos que ionizarían el aire en el momento de la interrupción de la falta.

Las capacidades de los fusibles en amperios son: 6A, 10A, 15A, 25A y 40A. Cortacircuitos instalados en el circuito de media tensión 13.8 kV La Tinta:

Tabla XXVI. **Cortacircuitos instalados en el circuito La Tinta**

CANTIDAD INSTALADA	CAPACIDAD INTERRUPTIVA (KA)
82	10

Fuente: elaboración propia.

- b) Pararrayos: utilizados para protección contra descargas atmosféricas, los cuales son de tecnología de óxidos metálicos con envoltente polimérico de goma de silicona. Las características eléctricas se describen a continuación:

Tabla XXVII. **Características de los Pararrayos**

TENSIÓN ASIGNADA (kV)		13,8 Con neutro	34,5 Con neutro
Ur- Tensión nominal (Arresterring) (Kv)		10	27
Tensión Máxima de servicio continuo (Kv)		8,4	22
Tensión residual máxima coronada 8/20 μ s – 10 kA (Kv)		≤ 33	≤ 88
Corriente nominal de descarga (Heavy Duty – kA)		10	
Sobretensión temporal máxima sin carga previa (kV)	1 s	13,4	35,2
	10 s	12,6	33
Sobretensión temporal máxima con carga previa (kV)	1 s	11,9	31,2
	10 s	11,3	29,5
Frecuencia nominal (Hz)		60	

Fuente: elaboración propia.

c) Reconectador (*Recloser*): el reconectador es dispositivo de interrupción (interruptor) de carga eléctrica, con posibilidad de recierre automático ajustable, monitoreo y operación telecontrolada. Posee interruptores de vacío contenidos en un tanque de acero inoxidable, totalmente soldado y sellado, especialmente diseñado para el montaje sobre poste. Dicho tanque está lleno de gas de hexafluoruro de azufre (SF₆), el cual tiene excelentes propiedades de aislación eléctrica, lo cual da por resultado un equipo compacto y con un mínimo de mantenimiento.

Los siguientes reconectadores son los que están instalados en el circuito de media tensión 13.8 kV La Tinta:

Tabla XXVIII. **Reconectadores instalados en el circuito La Tinta**

CANTIDAD INSTALADA	LOCALIZACIÓN
1	Inicio del circuito SSEE Telemán
1	Punto de conexión con GDR
1	Punto frontera entre circuito Tamahú y La Tinta

Fuente: elaboración propia.

3.1.1.9 Puestas a tierra

Las puestas a tierra están conformadas por electrodos de difusión vertical o con anillo cerrado alrededor del poste.

Todos los conductores utilizados como neutral están conectados a tierra, esto se realizará mediante la instalación de cuatro electrodos de tierra por cada 1.6 km de longitud de la línea, distribuidos a lo largo de la línea de manera homogénea.

Las estructuras metálicas, incluyendo postes de chapa metálica; las canalizaciones metálicas; los marcos, carcasas y soportes del equipo de líneas aéreas; las cubiertas metálicas de los cables aislados; las palancas metálicas para operación de equipo, así como cables mensajeros, están conectados a tierra de tal manera que, durante su operación no ofrezcan peligro a las personas. Los elementos que constituyen la instalación de puesta a tierra serán:

Línea de tierra: es el conductor que une el electrodo de puesta a tierra con el punto del poste que ha de conectarse a tierra. Se utiliza como conductor de puesta a tierra un cable de acero-cobre (*cooperweld*) equivalente al conductor de cobre de tamaño AWG N°2.

Electrodo de puesta a tierra: se utiliza como electrodos de difusión vertical picas con alma de acero y recubrimiento de cobre de 2.4m de longitud y 240micrones de recubrimiento de cobre.

La resistencia de puesta a tierra de una conexión individual, a través de un electrodo deberá ser lo más cercana a cero ohmios, y con valor máximo de 25 Ohmios.

Para el caso específico de centros de transformación, el valor de la resistencia no debe ser mayor a 5 ohmios. Cuando esto no se puede conseguir se instala un anillo cerrado (4 picas), con el objetivo de garantizar estos valores.

3.1.2 Topología de la red de distribución

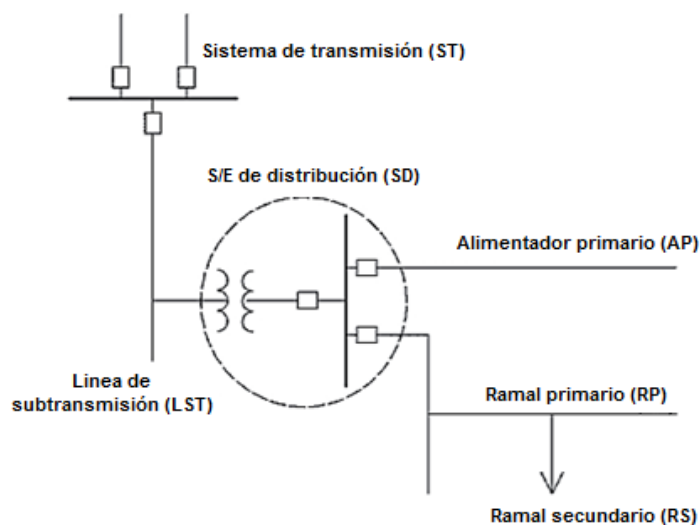
La topología de la red de distribución es referida al esquema o arreglo de la distribución, esto es la forma en que se distribuye la energía por medio de la

disposición de los segmentos de los circuitos de distribución. En este sentido, se enfoca a la forma como se distribuye la energía a partir de la fuente de suministro.

Esencialmente un sistema de distribución se compone de elementos como: equipos de maniobra y protección, subestaciones de reducción, transformadores de distribución, líneas de distribución, cargas.

Según su disposición las líneas del alimentador se dividen en la troncal y ramales primarios y secundarios.

Figura 43. **Esquema de un sistema de distribución**



Fuente: elaboración propia.

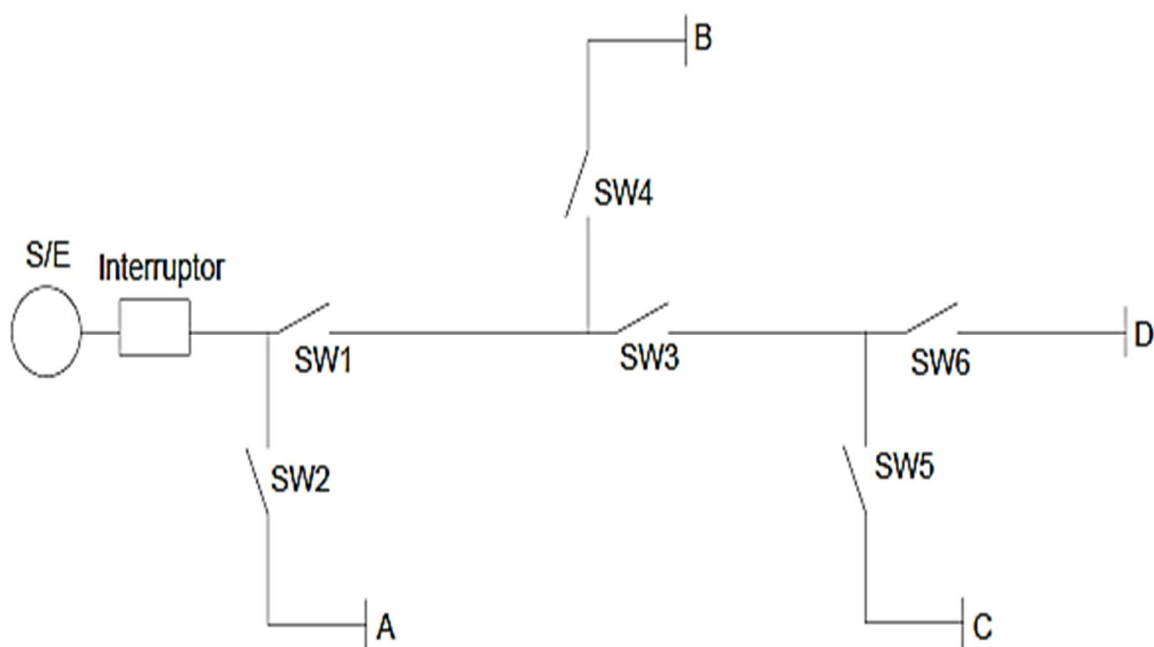
Según su disposición las líneas del alimentador se dividen en la troncal y ramales primarios y secundarios. Este aspecto se detalla con mayor precisión en los apartados subsiguientes.

Tipos de sistemas

Radial

La figura 44 muestra un sistema de distribución radial. Este sistema consta de una sola fuente de potencia (Subestación S/E) para alimentar a todo el sistema.

Figura 44. **Sistema de distribución radial**



Fuente: elaboración propia.

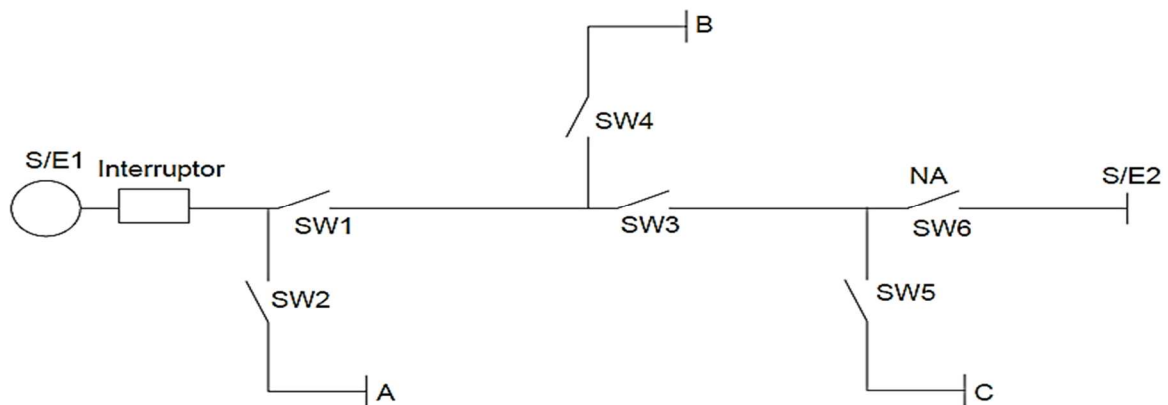
La falla de algún componente entre la S/E (Subestación) y los consumidores, provocará una interrupción del suministro de energía a todas las cargas aguas abajo del componente que ha fallado.

Radial con alternativa de alimentación

Este tipo de arreglo brinda una mayor confiabilidad al sistema. Se puede ver en la figura 45 como la instalación dispone de dos “alternativas de alimentación” para suministrar energía a la carga; una de estas no alimenta al sistema, sino que su conector SW6 está en la posición de NA (normalmente abierto).

En el caso de que se suscite una falla en la S/E1, dicha falla será despejada por el “Interruptor” con lo que se procedería a cerrar SW6 permitiendo que los consumidores recuperen el suministro de energía, a través de la “fuente alternativa” S/E2 mientras la reparación de S/E1 se lleva a cabo.

Figura 45. **Sistema de distribución con fuente alternativa**



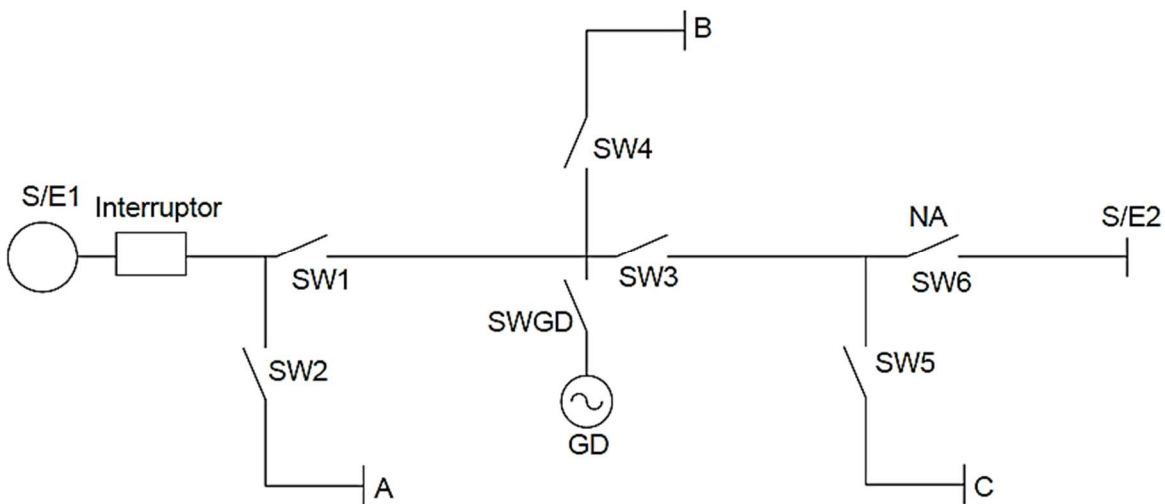
Fuente: elaboración propia.

Alternativa de alimentación y generación distribuida

Como se indica en la figura 46, añadiendo a la red una fuente de generación distribuida, se puede mejorar aún más la confiabilidad de un sistema

con la estructura mencionada en el inciso anterior la cual disponía de S/E2 como única alternativa de alimentación.

Figura 46. **Sistema con alternativa alimentación y generación distribuida**



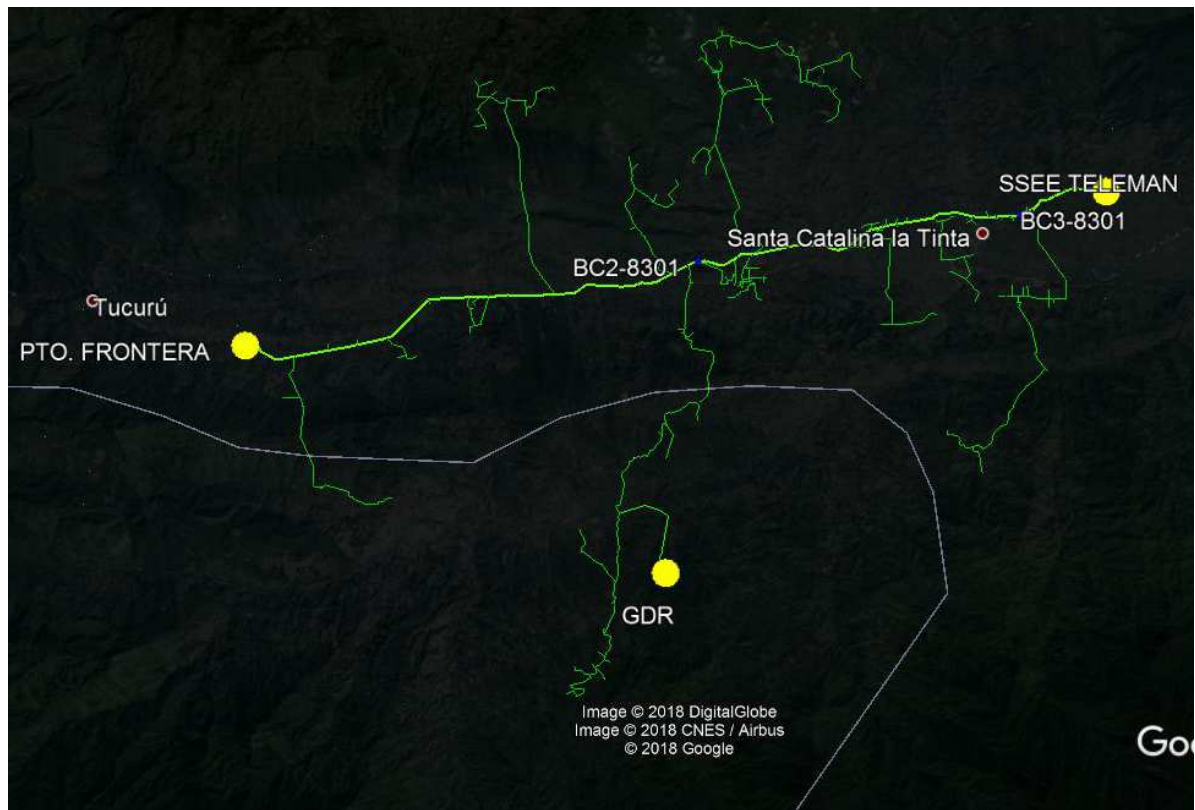
Fuente: elaboración propia.

En caso de una falla en S/E1 se dispondría de dos fuentes alternativas: S/E2 (cerrando SW6) y GD, para suplir el requerimiento de energía de los consumidores.

De esta manera, se mejora la continuidad del servicio eléctrico; ya que se aprovecharía de la generación cercana a la carga (fuentes renovables) como un recurso adicional; colaborando a la fuente S/E2 para que no sea violada su limitación de capacidad máxima, ni degradada su calidad de energía; especialmente en horas de demanda pico. En lo que concierne la salida de media tensión, La Tinta inicia desde la SSEE Telemán y extiende por todo el valle del municipio, de la línea troncal principal se derivan líneas monofásicas y trifásicas.

El GDR está ubicado al sur del municipio, alrededor de 30 km de extensión de línea para llegar al casco urbano del municipio, se encuentra muy alejado del centro de carga. Es un sistema tipo radial con alternativa de alimentación y generación distribuida ya además posee un punto fronterizo que comparte con otro sistema en Tukurú.

Figura 47. **Ubicación circuito de distribución 13.8 kV La Tinta**



Fuente: elaboración propia.

La figura 47 muestra una el diagrama unifilar de la red de distribución 13.8 kV La Tinta, la línea más gruesa representa la troncal principal que inicia desde la SSEE Telemán y se extiende casi en línea recta hasta llegar a un punto frontera en Tukurú, las líneas más delgadas son ramales de la troncal.

3.1.3 Análisis de flujos de carga de la red por medio de *software* NEPLAN

NEPLAN es una herramienta para análisis, planeamiento, optimización y operación de redes eléctricas, agua, gas y calefacción. Posee un interfaz gráfico que permite al usuario desarrollar casos de estudios eficientemente. El *software* es personalizable, tiene un concepto modular y cubre todos los aspectos eléctricos en redes de transmisión, distribución, generación e industriales. Se puede utilizar en sistemas de energía renovable y aplicaciones de *SmartGrid*.

Para el análisis de flujo de carga de la red de distribución La Tinta, se utilizó la versión 5.3.3 de NEPLAN.

Consideraciones

Para efecto de análisis se va a considerar únicamente la troncal principal trifásica.

Los nodos eléctricos se han establecido en zonas estratégicas, donde se encuentre mayor población y por lo tanto una gran cantidad de ramificaciones.

Para efectos de análisis se procederá a concentrar la carga en los nodos estratégicos.

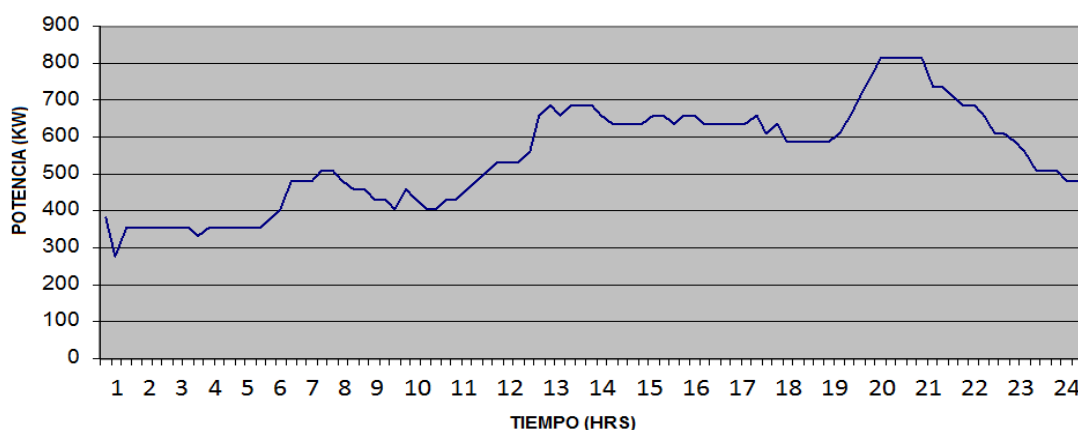
Las ramificaciones monofásicas se las toma coma cargas de la troncal principal.

La carga conectada al alimentador está basada en el consumo promedio diario de los transformadores conectados tanto a la troncal principal y sus ramificaciones.

3.1.3.1 Demanda de la red de distribución La Tinta

La red actual, atendiendo sus cargas naturales no requiere ningún tipo de adecuación. Los factores de potencia y tensiones están dentro de los rangos de servicio adecuados y las pérdidas asociadas son las esperadas. El circuito está compensado con bancos de capacitores para alimentar las potencias reactivas de las cargas espaciales, consecuencia de ello el circuito acusa demandas despreciables de potencia reactiva desde las instalaciones del transportista.

Figura 48. Patrón de demanda diaria



Fuente: elaboración propia.

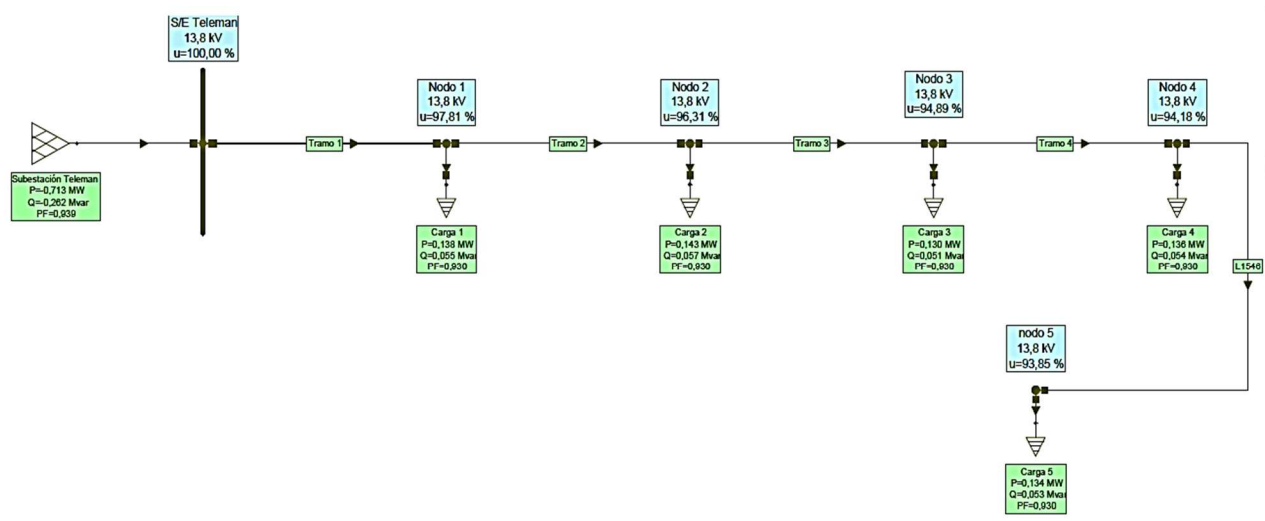
El monto de potencia inyectada en una red de distribución por medio de un GDR, está claramente limitada por la distancia eléctrica hacia la barra de referencia de la tensión y por el nivel de tensión del circuito y en menor medida por la carga alimentada.

La cantidad de potencia que puede inyectar un GDR en condiciones saludables de calidad, varía en forma inversamente proporcional a la impedancia del circuito y a la tensión nominal del mismo.

Generaciones grandes en redes con alta impedancia (mucha distancia y/o modesta sección de conductores) y baja tensión nominal (especialmente 13.8 kV) están limitadas por dos condiciones de calidad mutuamente excluyentes: Tensión de entrega y factor de potencia.

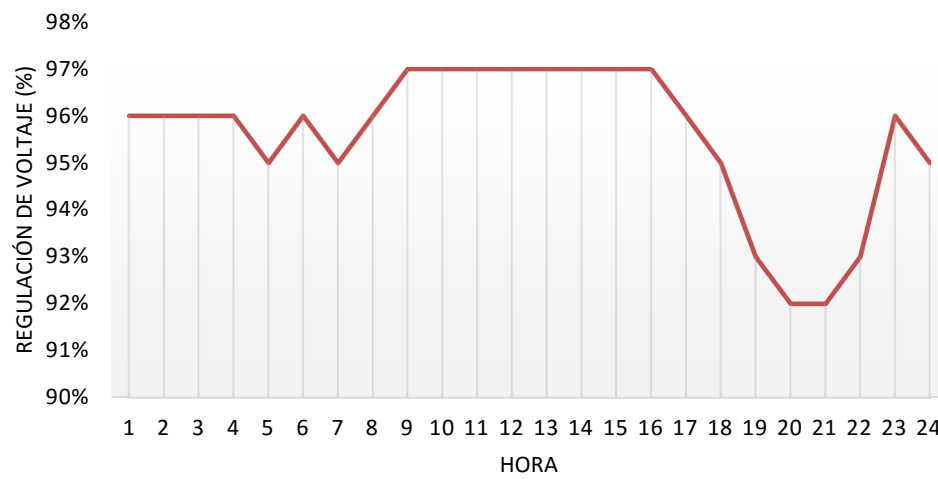
De acuerdo con la serie de preceptos que se han expuesto con anterioridad, es conveniente presentar a continuación en la figura 49, 50 y 51, los resultados de simulación en NEPLAN antes de la conexión de la generación distribuida:

Figura 49. Simulación en NEPLAN sin GDR



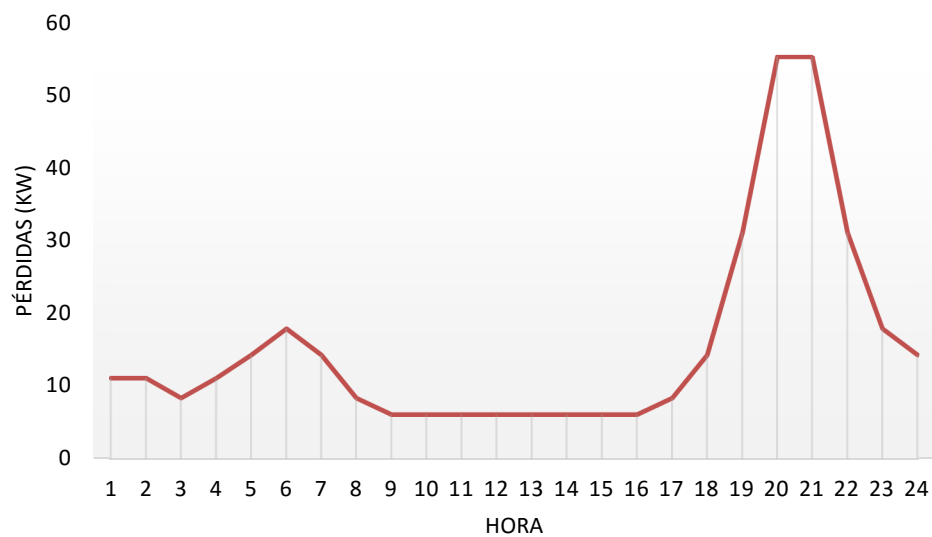
Fuente: elaboración propia.

Figura 50. Patrón de regulación de voltaje diario en el punto de conexión sin GDR



Fuente: elaboración propia.

Figura 51. Patrón de pérdidas en la red diaria sin GDR

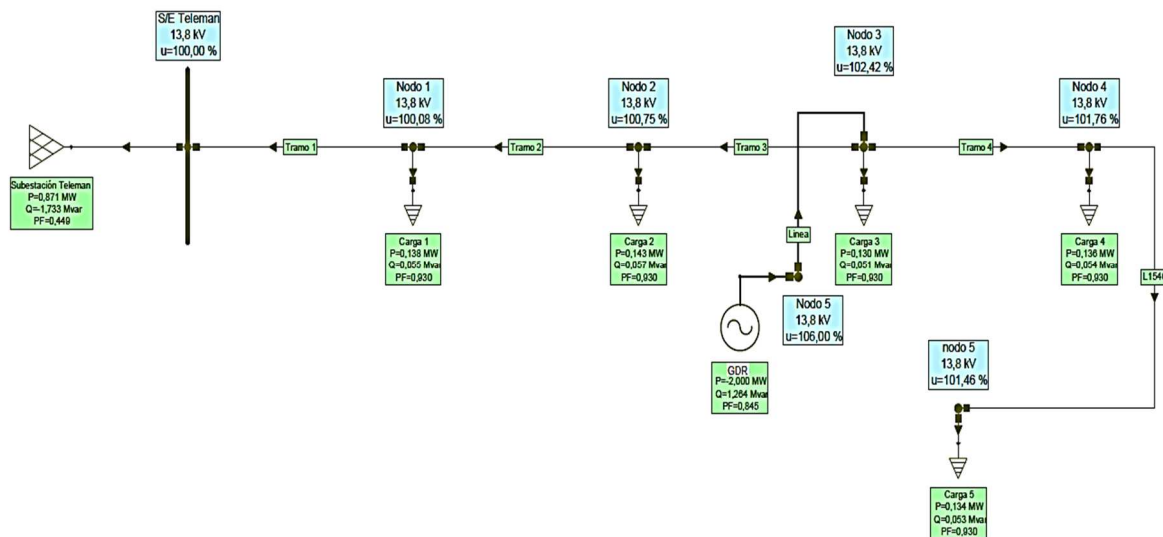


Fuente: elaboración propia.

3.1.3.2 Escenarios de generación de potencia en la red de distribución

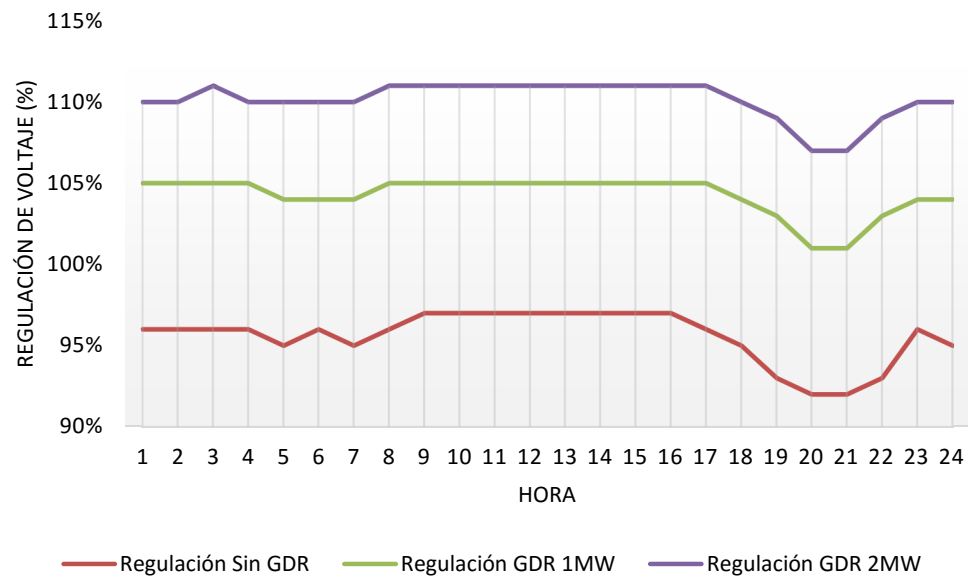
Para el análisis de estudio de impacto a la red de distribución, se realizó un estudio de flujo de carga en función de la curva horaria donde se conectará el GDR, con el objetivo de determinar la calidad de servicio y producto que ocasionará en presencia de la generación. El análisis se realizó con una temperatura de operación de conductores a 75 grados, acorde al Artículo 17.3 de las NTDOID en el software NEPLAN. Los resultados de la simulación se presentan en las figuras 52, 53, 54 y 55.

Figura 52. Simulación en NEPLAN con GDR



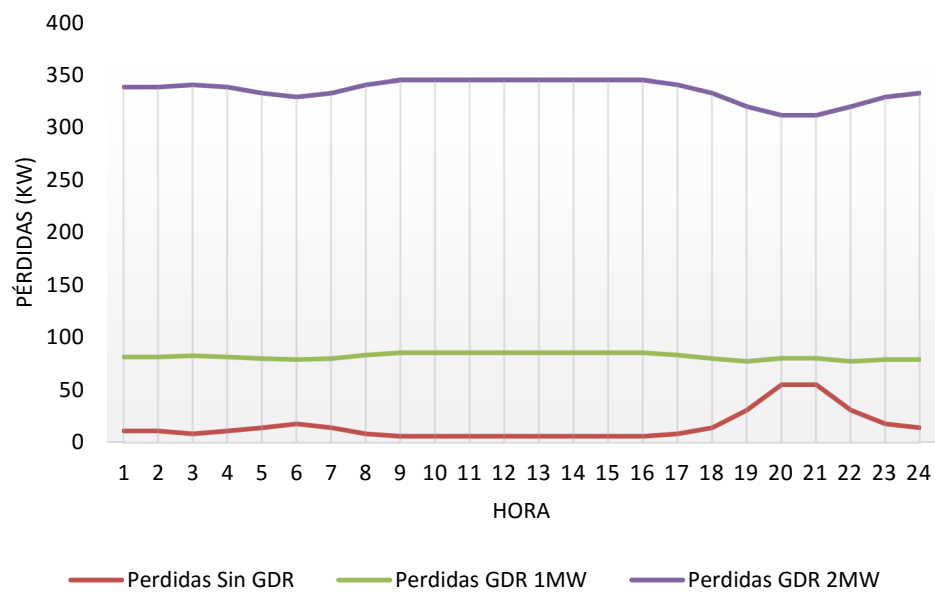
Fuente: elaboración propia.

Figura 53. Patrón de regulación de voltaje diario en el punto de conexión con GDR



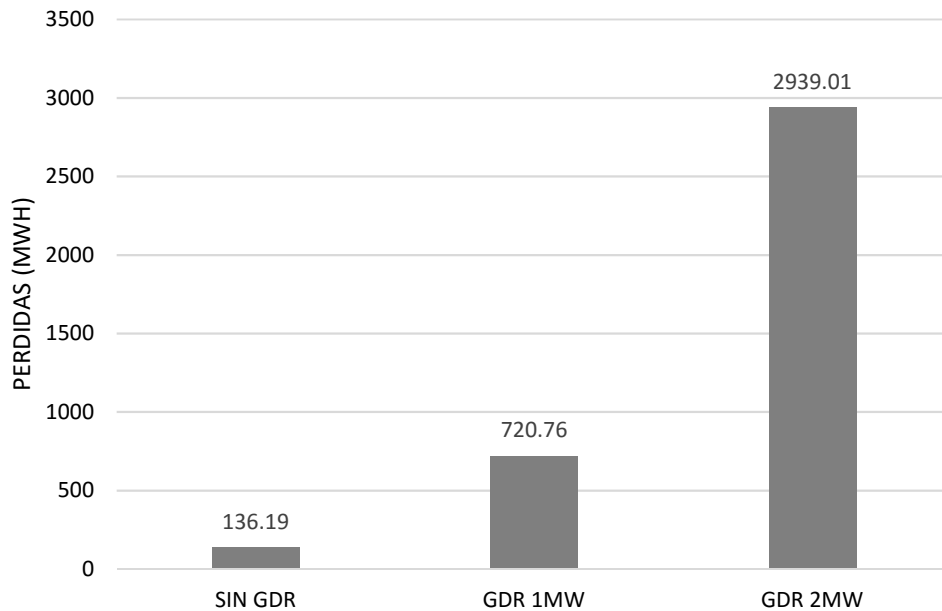
Fuente: elaboración propia.

Figura 54. Patrón de pérdidas en la red diaria en el punto de conexión con GDR



Fuente: elaboración propia.

Figura 55. Pérdidas en el circuito La Tinta proyectada anual en distintos escenarios



Fuente: elaboración propia.

3.1.4 Confiabilidad de la red de distribución

La confiabilidad es la probabilidad de que un componente o sistema cumplirá su función de modo satisfactorio durante un período de tiempo determinado en un entorno natural. Los índices de confiabilidad de las componentes de un sistema de distribución se determinan basándose en aspectos como: donde se produce la falla, número de interrupciones, duración de la falla, etc.

Métodos para estudios de confiabilidad

Los métodos de confiabilidad definen cuantitativamente los niveles de fallas; a continuación, se mencionan estos métodos:

Método determinístico

Es un modelo matemático donde los datos de entrada son conocidos y por lo tanto, los datos de salida implícitamente también lo son, no contemplándose la existencia del azar ni el principio de incertidumbre.

Para evaluar la confiabilidad de un sistema se examina un cierto número de situaciones restrictivas (condiciones de carga y de salidas de equipos) escogidos de acuerdo al planificador y la experiencia del operador, considerando la incertidumbre de las cargas y la disponibilidad de los componentes del sistema. En tabla XXIX se mencionan algunas ventajas y desventajas de este método.

Tabla XXIX. **Ventajas y desventajas de los métodos determinísticos**

Método determinístico	
Ventajas	Desventajas
Su claridad conceptual	No tiene en cuenta la probabilidad de ocurrencia de los casos considerados
Número limitado de casos a examinar	La selección de la lista de los casos restrictivos depende inevitablemente de la experiencia del planificador y/o del operador.
La disponibilidad de herramientas como flujo de carga AC que provee una detallada descripción del estado del sistema.	Los casos riesgosos cambian constantemente con el tiempo de forma muy sutil y en algunos casos de forma imperceptible

Fuente: Chusin, L. A. (Junio 2015). Análisis de Confiabilidad de Sistemas de Distribución Eléctrica con penetración de Generación Distribuida (p. 36).

Método de bloques de frecuencia y duración

En el modelamiento en bloques de frecuencia cada componente se representa como un bloque reparable descrito por una frecuencia de fallas constante y un tiempo medio para reparación constante. El sistema se representa por una red donde los bloques que representan a cada componente están conectados en serie y paralelo. Utilizar una tasa de fallas y reparación constante implica asumir que las distribuciones de probabilidad de los tiempos para falla y reparación sean exponenciales. Este método solo se puede utilizar si las indisponibilidades individuales de los componentes son pequeñas (< 10 % anual) y solo los valores esperados de λ , r , U en los puntos de carga.

Una red eléctrica, ya sea de distribución o transmisión, se compone de elementos reemplazables o reparables luego de experimentar alguna falla (dependiendo de la naturaleza del elemento) para retomar una condición de operación normal del sistema o parte de la red afectada. Esta condición de salida y reparación da al sistema una característica de continua en el tiempo, con estados discretos finitos, con lo que se ajusta apropiadamente a una representación mediante los procesos continuos de Markov.

Métodos estocásticos

Este método consiste en simular en forma probabilística diferentes casos de operación, partiendo de las distribuciones de probabilidad de cada una de los componentes del sistema, donde el más utilizado es el método de Monte Carlo. La gran razón por la cual estos métodos no fueron utilizados en el pasado es la falta de datos, limitación en los recursos computacionales, aversión al uso de técnicas probabilísticas y la mala interpretación del significado de los criterios probabilísticos e índices de riesgos.

Hoy en día, muchas empresas tienen bases de datos, las facilidades computacionales han ido incrementando, y muchos ingenieros han trabajado en la comprensión de las técnicas probabilísticas.

Método Monte Carlo

Monte Carlo es un método estocástico usado para aproximar expresiones matemáticas complejas y costosas de evaluar con exactitud. Monte Carlo consiste en probar con experimentos las múltiples posibilidades, y en cada etapa, determinar por un número aleatorio distribuido según las probabilidades; que sucede, y totalizar todas las posibilidades y tener una idea de la conducta del proceso real.

El procedimiento que se utiliza es modelación cronológica (modelación del sistema en el cual se tiene en cuenta la evolución temporal del mismo). Se basa en la generación de múltiples cadenas de estados de período T (período de la simulación del estudio), por ejemplo, series anuales que representan la evolución del sistema a lo largo del tiempo y que son evaluadas posteriormente a objeto de obtener patrones e índices del sistema frente a los distintos requerimientos de sus clientes, considerando adicionalmente sus propias limitaciones e indisponibilidades (mínimos y máximos técnicos, fallas, mantenimientos programados, etc.).

Los resultados se pueden procesar en forma de histograma, estadísticas descriptivas o índices. El error de la simulación depende del inverso de la raíz del número de ensayos (iteraciones).

La ventaja de este método radica en la posibilidad que ofrece de tener en cuenta teóricamente cada variable aleatoria, cada contingencia, la posibilidad de adoptar políticas de operación similar a las reales y de utilizar cualquier tipo de

distribución de probabilidad para los tiempos de falla y reparación de los componentes. La única desventaja puede llegar a ser el tiempo de computación usado, dependiendo de la capacidad computacional disponible y sus costos. (Cayo, 2015)

Método de Fourier

Uno de los problemas más comunes que afectan a la calidad y confiabilidad de la energía en sistemas eléctricos es la deformación de la onda, producida en gran medida por un fenómeno denominado “Distorsión armónica”, problema que afecta tanto a las redes eléctricas de distribución como a los consumidores finales. Esta distorsión armónica depende de los armónicos o interarmónicos presentes, de las fases y sus magnitudes en las que se encuentren.

Para determinar el grado de deformación de una onda se acude a un análisis en frecuencia. Éste se lleva a cabo mediante la transformada de Fourier, un método de cálculo que proporciona los contenidos de las diferentes ondas sinusoidales puras que componen la onda analizada. Cualquier onda periódica puede descomponerse en suma infinita de señales senoidales de frecuencia múltiplos enteros de la fundamental.

A los armónicos se les designa normalmente por su orden, un número que resulta de la relación entre su propia frecuencia y la de la componente fundamental.

Las tasas o contenidos de los diferentes armónicos de tensión que constituyen una onda deformada se expresan en forma de porcentaje respecto de la componente fundamental, de acuerdo con la siguiente relación:

$$U_n (\%) = 100 \cdot U_n / U_1$$

Donde U_n y U_1 representan las amplitudes del armónico de orden n y de la componente fundamental de la onda de tensión, respectivamente.

En relación con los armónicos, se definen tasas que no deben ser sobrepasadas (niveles CEM), en el tiempo, en un determinado porcentaje, que expresamos en función de lo que se llama el factor de distorsión armónica total (THD), que indica el nivel porcentual de distorsión armónica con respecto de la señal principal. (<http://www.cesinel.com>, 2017)

Actualmente, la tasa de distorsión total (THD %) admitida es del 0,8 % para alta tensión y del 3 % para media y baja tensión, entendiendo como alta tensión a tensiones superiores a 30kV, media tensión las comprendidas entre 1 y 30kV, y baja tensión a tensiones inferiores a 1kV. (UNE-EN 50160, 1994)

3.2 Análisis financiero

La generación de energía hidroeléctrica es una tecnología renovable madura que puede proporcionar electricidad, así como una variedad de otros servicios a bajo costo en comparación con muchas otras tecnologías de energía. Existe una variedad de perspectivas de mejora de la tecnología disponible actualmente, pero probablemente esto no se traduzca en una tendencia clara y sostenida de costos debido a otros factores de contrapeso.

Esta sección describe los factores fundamentales que afectan al costo nivelado de la electricidad (LCOE) de las plantas hidroeléctricas: a) los costos iniciales de inversión, b) la operación y mantenimiento (O&M), c) los costos de desmantelamiento, d) el factor de planta, e) la vida económica útil de la inversión, y f) el costo del financiamiento del proyecto (tasa de descuento).

El LCOE también puede considerarse como el costo mínimo al que se debe vender la electricidad, para lograr un equilibrio durante toda la vida del proyecto.

En promedio el SPOT (precio de oportunidad de la energía) durante los años 2015, 2014 y 2013 en Guatemala ha sido 0.1US\$/kwh equivalentes a 100 US\$/MWH (fuente AMM Administrador del mercado mayorista <http://www.amm.org.gt>) este dato será el será utilizado para calcular la rentabilidad del GDR instalado en la salida de media tensión La Tinta.

Es importante reconocer que el LCOE no es el único determinante del valor económico o la rentabilidad de los proyectos hidroeléctricos. Las centrales hidroeléctricas diseñadas para satisfacer demandas máximas, por ejemplo, pueden tener LCOE relativamente altos.

Sin embargo, en estos casos, no sólo es el costo por unidad de potencia suele ser mayor, sino también los precios medios de energía durante los períodos de máxima demanda y por lo tanto, los ingresos por unidad de energía vendida en el mercado.

3.2.1 Costo de inversión y factores que lo afectan

Básicamente, hay dos grupos principales de costos de inversión en proyectos de energía hidroeléctrica:

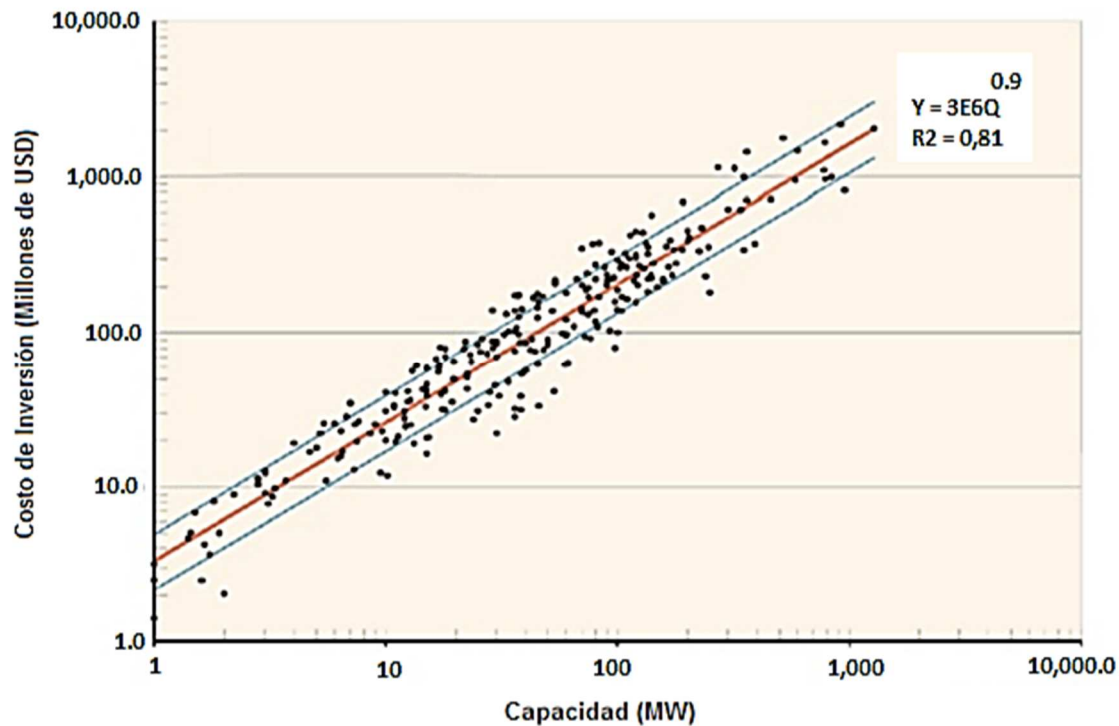
- Los costes de construcción civil, que normalmente son los mayores costos del proyecto de energía hidroeléctrica.
- El costo de los equipos electromecánicos para la transformación de la energía. Además, los costos de inversión incluyen los costos de

planificación, análisis de impacto ambiental, concesión de licencias, la mitigación de la pesca y vida silvestre, la mitigación de recreación, mitigación histórica y arqueológica, y monitoreo de la calidad del agua.

Los costos de construcción civil siguen la tendencia de los precios del país donde el proyecto se va a desarrollar. En el caso de los países con economías en transición, los costos de construcción civil son generalmente más bajos que en los países desarrollados, debido a la utilización de mano de obra material de construcción local como es el caso de Guatemala. Los costos de construcción civil dependen siempre del sitio específico, debido principalmente a las características propias de la topografía, las condiciones geológicas y el diseño de la construcción del proyecto. Esto podría conducir a costes de inversión.

La figura 56, muestra la evolución de los costes de inversión para un gran número de proyectos de diferentes tamaños investigados en los EE.UU. La figura es de un estudio hecho por *Hall et al.* (2003) que presenta los costos de inversión de las plantas típicas en sitios nuevos.

Figura 56. **Costos de inversión para plantas de energía hidroeléctrica en función de la capacidad instalada**



Fuente: *Hall et al. (2003)*

La figura 56 muestra que, si bien hay una tendencia general de aumento del costo de inversión a medida que aumenta la capacidad, también hay una amplia gama de costos para proyectos de la misma capacidad, dados por la desviación de la línea de tendencia general (azul).

Por ejemplo, un proyecto de 100 MW tiene un costo promedio de inversión de USD 200 millones (2000 USD/kW), pero el rango de los costos es de menos de USD 100 millones (1000 USD/kW) y hasta más de USD 400 millones (4000 USD/kW).

En proyectos de energía hidroeléctrica, donde la capacidad instalada es inferior a 5 MW como es el caso de generación distribuida en el circuito La Tinta (2 MW), los costos de los equipos electromecánicos, tienden a dominar.

A medida que aumenta la capacidad, los costos son cada vez más influenciada por el costo de las estructuras civiles.

Los componentes del proyecto de construcción que afectan los costos de construcción civil, la mayoría son presas, tomas de agua, conductos de presión hidráulica (túneles y compuertas) y las centrales eléctricas, por lo tanto, estos elementos tienen que ser optimizados cuidadosamente durante la etapa de diseño de ingeniería.

La misma capacidad de generación global se puede lograr con unas pocas unidades generadoras de grandes o varias pequeñas. Las plantas que utilizan unidades generadoras más pequeñas tienen mayores costos por kW que las plantas con las que tienen grandes unidades.

Los altos costos por kW de capacidad instalada asociados con un alto número de unidades de generación se justifican por una mayor eficiencia y flexibilidad de la integración de las centrales hidroeléctricas en la red eléctrica.

3.2.2 Otros costos de los proyectos hidroeléctricos

Costos de operación y mantenimiento (O&M): Una vez construidas y puestas en funcionamiento, las centrales hidroeléctricas por lo general requieren muy poco mantenimiento y los costos de operación se puede mantener bajos, ya que las plantas hidroeléctricas no tienen los costos recurrentes en cuanto a combustibles. Los costos de O&M se dan generalmente como un porcentaje del costo de inversión por kW.

El estudio del Consejo Europeo de Energías Renovables junto con Greenpeace, utiliza un 4 % para los costos de O&M, lo que puede ser apropiado

para la energía hidroeléctrica a pequeña escala, pero es demasiado alto para las centrales hidroeléctricas de gran escala. El WEO, estudio hecho por la Agencia Internacional de Energía (IEA), utiliza un 2,5 % (IEA, 2008a), el 2,2 % para la energía hidroeléctrica de gran escala de 3% para proyectos más pequeños. Un promedio típico de los costos de O&M, para la energía hidroeléctrica es de 2,5 %, cifra que se utiliza en los cálculos LCOE que siguen.

Los costes de clausura: las plantas hidroeléctricas rara vez están fuera de servicio, por lo que es muy difícil encontrar información sobre los costes de desmantelamiento. Una alternativa a la clausura es renovación de licencias y operación del proyecto continuo.

Unos pocos casos de clausura de presas han sido reportados en la literatura, pero estas presas no suelen ser las represas hidroeléctricas. Debido a la larga duración de los proyectos hidroeléctricos, los costes de desmantelamiento que se producen entre 40 y 80. Por lo tanto, los costes de desmantelamiento no están incluidos en este análisis.

3.2.3 Parámetros de desempeño que afectan

Factor de planta: para las fuentes de energía variable como el viento, sol y las olas, la distribución estadística de la fuente de energía determinará en gran medida el factor de planta. Para la energía hidroeléctrica, sin embargo, el factor de planta en general se estructura en la planificación y optimización del proyecto, teniendo en cuenta tanto la distribución estadística del flujo y las características de la demanda del mercado para la energía. Una planta de energía en horas punta será diseñada para tener un bajo factor de planta, por ejemplo 10 a 20 %, con el fin de suministrar la demanda punta de potencia a la red sólo durante las horas punta. Por otro lado, una planta de energía diseñada para suministrar energía a las plantas de aluminio puede ser diseñados para tener un factor de

capacidad del 80 % o más, con el fin de suministrar una carga de base casi constante. Pueden construirse depósitos con el fin de aumentar la estabilidad de flujo para la producción de la carga base, pero también podría ser diseñado, para suministrar unos flujos muy variables (pero fiable) a una planta de las potencias para demanda punta.

Para este caso, el GDR del circuito La Tinta solamente puede comercializar energía (kwh) así que puede estar inyectando energía todo el tiempo limitado solamente por la cantidad de agua de la cuenca tributaria en donde está ubicado. Conociendo datos de hidrología de la cuenca, mantenimientos de los generadores y de la red de distribución La Tinta se estimó el factor de planta en 0.6 para el análisis económico de este estudio.

Ciclo de vida: el mayor costo de la energía hidroeléctrica, en particular proyectos de gran escala, son los costos de construcción de las estructuras civiles con ciclos de vida útil muy largos como presas, túneles, canales, centrales eléctricas, etc. Los equipos eléctricos y mecánicos, con tiempo de vida mucho más corto, por lo general contribuyen menos al costo. Por consiguiente, es común utilizar una vida útil más larga para la energía hidráulica que para otras fuentes de generación de electricidad. Krewitt et al. (2009) utiliza 30 años, IEA WEO 2008 (IEA, 2008a) y Teske et al. (2010) utiliza 40 años y de la IEA (2010b) utiliza 80 años de vida útil para proyectos hidroeléctricos.

Tasa de descuento: la tasa de descuento no es estrictamente un parámetro de rendimiento. Sin embargo, puede tener una influencia decisiva en el LCOE en función de los patrones de gastos e ingresos que típicamente ocurren durante la vida útil de la inversión.

Los inversores privados suelen optar por las tasas de descuento de acuerdo a las características de riesgo-rendimiento de sus alternativas de inversión. Una

alta tasa de descuento será benéfica para las tecnologías con baja inversión inicial y los altos costes de funcionamiento.

Una baja tasa de descuento, generalmente a favor de las fuentes de energía renovable, ya que muchos de ellas, incluida la energía hidroeléctrica, tienen un costo inicial de inversión relativamente altos y bajos costes recurrentes. Este efecto será aún más pronunciado para las tecnologías con una larga vida útil como la hidroeléctrica.

En algunos de los estudios, no se indica claramente la tasa de descuento utilizada para calcular el LCOE. Un estudio realizado por el Ministerio Federal de Medio Ambiente, Conservación de la Naturaleza y Seguridad Nuclear de Alemania (BMU, 2008) utiliza un 6 %. En la IEA (2010b) los costos de energía se han calculado para las dos tasas de descuento de 5 y 10 %.

Para la energía hidráulica, un aumento de 5 a 10 % de la tasa de descuento se traduce en aumento en el LCOE de casi el 100 %. Para el caso de análisis de rentabilidad del GDR se utilizará una tasa de descuento del 8 %, la cual es utilizada por los inversionistas en el mercado de generación de energía en Guatemala.

3.2.4 Análisis financiero de la generación distribuida (2 MW) instalada en el circuito La Tinta por medio del software *RETScreen*

RETScreen

Es un *software* de gestión de energías limpias (generalmente abreviado como *RETScreen*), es un paquete de programas de energías limpias desarrollado por el Gobierno de Canadá.

El *software* permite la identificación exhaustiva, la evaluación y la optimización de la viabilidad técnica y financiera de proyectos potenciales de energía renovable y de eficiencia energética; igualmente, permite la medición y verificación del rendimiento de instalaciones, así como la identificación de oportunidades de ahorros/producción energética. (*Natural Resources Canada*, 2017)

Para el análisis se utilizó *RETScreen Expert* versión 6.07.55, el cual cuenta con varias bases de datos a disposición de los usuarios, incluyendo una base de datos de condiciones climáticas obtenida de 6,700 estaciones terrestres y de datos satelitales de la NASA; base de datos de comparación; base de datos de proyectos; base de datos hidrológicos; base de datos de producto.

Los datos meteorológicos fueron obtenidos de la estación Papaljá del INSIVUMEH (<http://www.insivumeh.gob.gt/estaciones>) ubicada a 6 km del casco urbano de Santa Catalina La Tinta.

Pasos para cargar y obtener información del proyecto en *RETSscreen*

1er. Paso: Ingreso de posición Geográfica del proyecto y estimación de datos climatológicos.

Figura 57. **Ubicación del proyecto**

Ubicación | Datos climatológicos

Ubicación



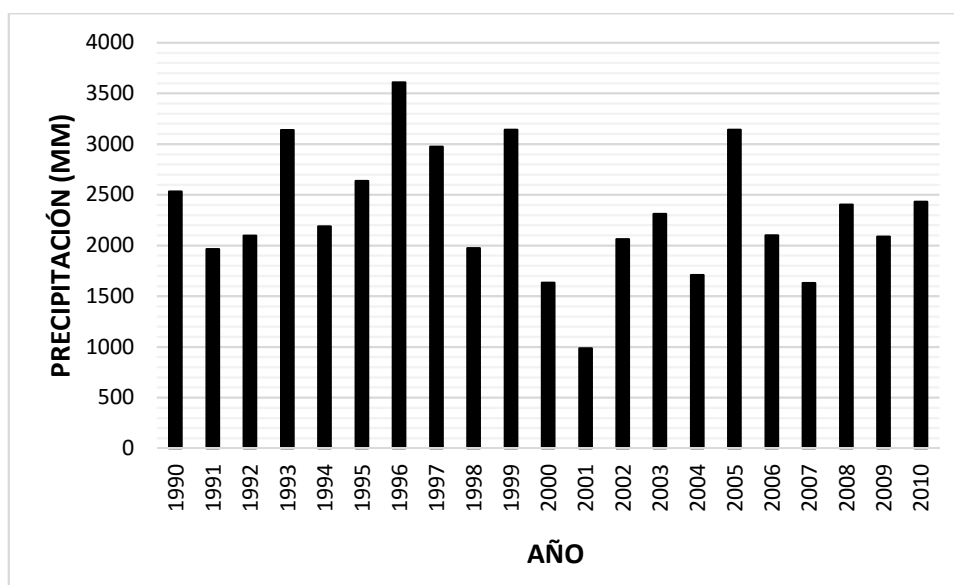
Fuente: elaboración propia.

Figura 58. Ubicación de datos meteorológicos estación Papaljá



Fuente: elaboración propia.

Figura 59. Precipitación estación Papaljá años: 1990-2010

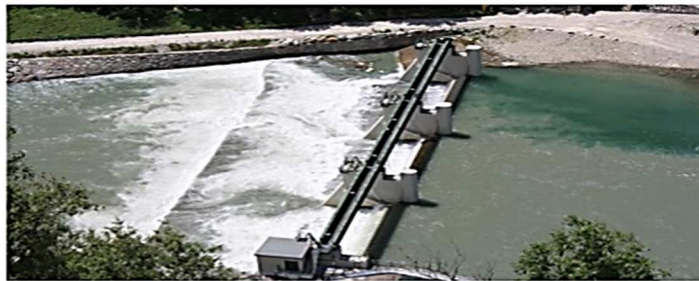


Fuente: <http://www.insivumeh.gob.gt/estaciones/ALTA%20VERAPAZ/Papalha/Lluvia%20en%20mm%20PAPALHA.htm>

2do. Paso: Ingreso del tipo de Central de generación de Energía Renovable.

Figura 60. Selección del tipo de central de generación
Central de generación

Turbina hidráulica



Turbina hidráulica		
Capacidad	2,000	KW
Electricidad	10,512	MWh

Fuente: elaboración propia.

Figura 61. Ingreso de información de la central de generación

RETSscreen - Instalación

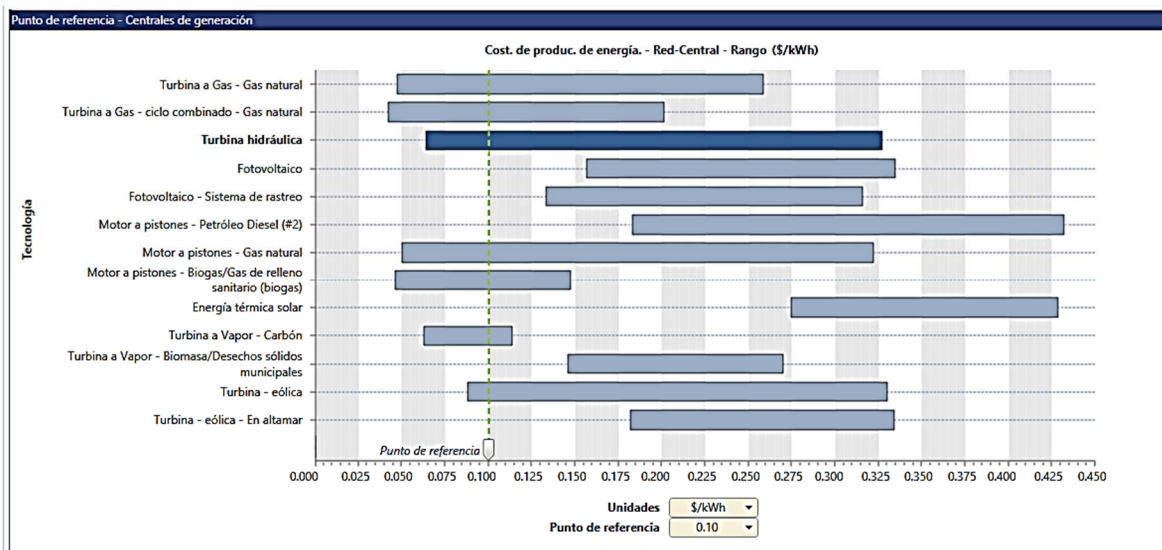
Suscriptor: Visualización

Información de la instalación	
Tipo de instalación	Central de generación
Tipo	Turbina hidráulica
Descripción	Descripción
Tamaño de la instalación	<div>kW</div> 2,000
Preparado para	<div>-</div>
Preparado por	Douglas Zeceña
Nombre de la instalación	GDR
Dirección	-
Ciudad/Municipalidad	Santa Catarina La Tinta
Provin./Estado	Baja Verapaz
País	Guatemala

Foto - Pix4Py/Shutterstock

Fuente: elaboración propia.

Figura 62. Punto de referencia centrales de generación eléctrica



Fuente: elaboración propia.

4to. Paso: Ingreso de datos técnicos de la central de generación

Figura 63. Ingreso de capacidad de la turbina hidráulica

RETSscreen - Modelo de Energía

Suscriptor: Visualización

Central de generación - Turbina hidráulica

- Combustibles y horarios
 - Electricidad y combustibles
- Tecnología
 - Electricidad
 - Turbina hidráulica
- Resumen
 - Incluir sistema?
 - Combustibles

Turbina hidráulica

Descripción: Turbina hidráulica

Nota:

Turbina hidráulica - Nivel 1

Turbina hidráulica - Nivel 1	
Capacidad de generación eléctrica	kW 2,000
Fabricante	-
Modelo	-
Número de turbinas	2
Factor de planta	% 60%
Costos iniciales	\$/kW \$ 4,700
Costo de O y M (ahorros)	\$/kW-año \$ 135
Tarifa de exportación de electricidad	Electricidad exportada a la red - anual 0.10
Electricidad exportada a la red	MWh 10,512
Ingresos por exportación de electricidad	\$ 1,051,200

Fuente: elaboración propia.

4to. Paso: Ingreso de todos los costos asociados al proyecto

Figura 64. Ingreso de costos anuales de operación y mantenimiento

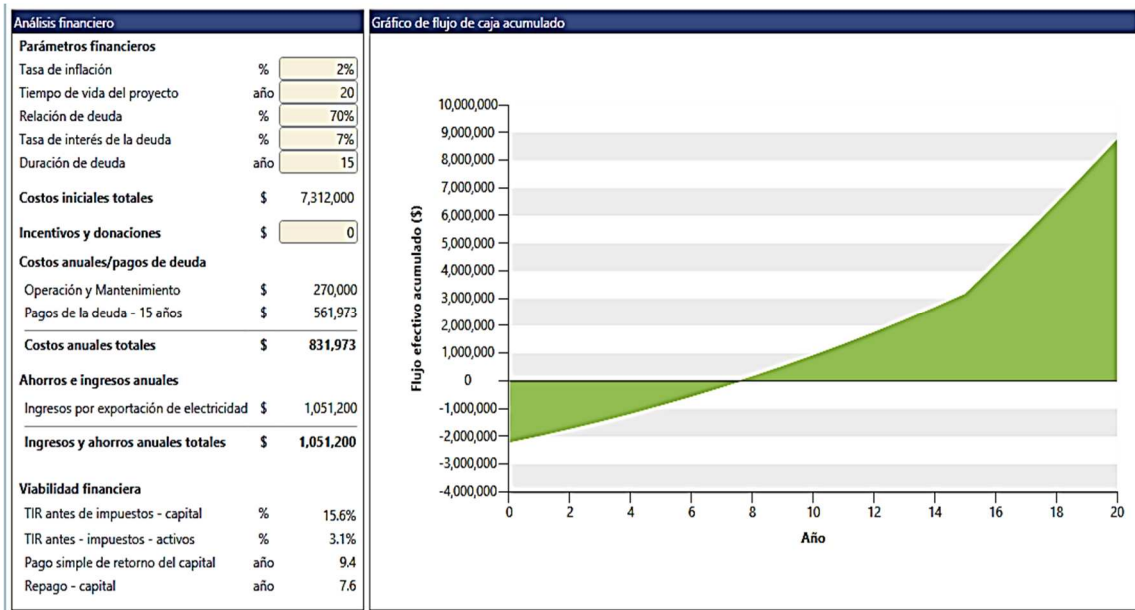
Costos anuales (créditos)	Unidad	Cantidad	Costo unit.	Monto
Operación y Mantenimiento				
Mostrar datos				
Sistema eléctrico de potencia				
Turbina hidráulica			\$ 270,000	Actualizar el costo
Partes y labor	proyecto		\$	-
- Definido por el usuario	costo		\$	-
Contingencias	%		\$ 270,000	-
Subtotal:			\$	270,000

Sistema eléctrico de potencia

Turbina hidráulica	kW	2,000	\$ 1,500	\$ 3,000,000
Caminos-accesos	km	2	\$ 100,000	\$ 200,000
Línea de transmisión	km	2	\$ 15,000	\$ 30,000
Subestación	proyecto	1	\$ 125,000	\$ 125,000
Mediciones de eficiencia energética	proyecto	0	\$ 0	\$ 0
- Presa	costo	1	\$ 800,000	\$ 800,000
- Bocatoma	costo	1	\$ 22,000	\$ 22,000
- Canales de Conducción (km)	costo	2	\$ 375,000	\$ 600,000
- Desarenador	costo	1	\$ 140,000	\$ 140,000
- Camara de Carga	costo	1	\$ 175,000	\$ 175,000
- Tuberías de Presión	costo	1	\$ 50,000	\$ 50,000
- Casa de Máquinas	costo	1	\$ 950,000	\$ 950,000
Subtotal:			\$	6,092,000 83.3%
Balance del sistema y misceláneos				
Repuestos	%		\$ 5,000	\$ -
Transporte	proyecto		\$ 30,000	\$ -
Entrenamiento y puesta en servicio	p-d		\$ 2,000	\$ -
- Definido por el usuario	costo		\$	\$ -
Contingencias	%		\$ 7,312,000	\$ -
Intereses durante la construcción	8%		\$ 7,312,000	\$ -
Subtotal:			\$	-
Costos iniciales totales			\$	7,312,000 100.0%

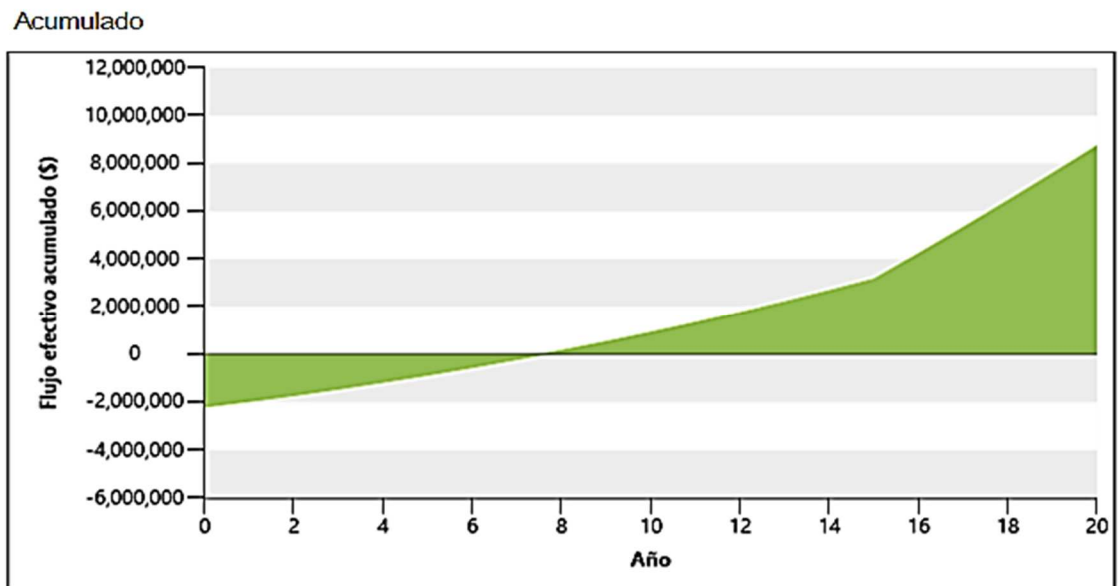
Fuente: elaboración propia.

Figura 65. Presentación de resultados financieros del proyecto



Fuente: elaboración propia.

Figura 66. Flujo de efectivo acumulado por la central generadora



Fuente: elaboración propia.

3.2.5 Costo de las pérdidas eléctricas en la red de distribución

Las pérdidas de energía en los sistemas eléctricos de potencia son una consecuencia inevitable provocada por la circulación de la electricidad desde los puntos de generación hasta los puntos de consumo. Estas pérdidas, aunque dependen en gran medida de las características técnicas del sistema y de su demanda, en los sistemas eléctricos actuales son del orden de un 9 % del total de la energía generada. Las pérdidas se producen en todos los niveles del sistema eléctrico, pero su valor se concentra en las redes de distribución de MT y BT.

Como es bien sabido ha sido un interés permanente de las compañías eléctricas la reducción de las pérdidas en las redes de transporte de energía debido a que estas representan energía y por lo tanto, dinero que se pierde. En el nuevo contexto de una industria eléctrica de competencia este concepto mantiene su vigencia y en especial el ente Regulador (CNEE) debería establecer las políticas necesarias que motivaran una conducta en este sentido ya que con ello se logra un sistema eléctrico más eficiente.

Pérdidas técnicas: se deben a las condiciones propias de las instalaciones utilizadas para la distribución de la electricidad y se generan, debido a diferentes fenómenos físicos que se producen por la circulación de la corriente, a través de los elementos del sistema y por el mantenimiento de los mismos bajo tensión. Éstas se clasifican en función del fenómeno físico que las provoca en:

Pérdidas variables: se producen en todos los elementos del sistema de distribución por los que circula intensidad, debido a que cualquier equipo presenta una resistencia al paso de la corriente. Estas pérdidas, se disipan en forma de calor por efecto Joule, y son proporcionales al cuadrado de la corriente.

Pérdidas fijas: son independientes de la circulación de corriente, existiendo siempre que los elementos del sistema se mantienen en tensión. Se producen por efecto corona y por los fenómenos de histéresis y corrientes parásitas. A modo de referencia, en una red de distribución las pérdidas fijas representan entre $1/3$ y $1/4$ del total de las pérdidas técnicas en la red.

Pérdidas no técnicas: contemplan dentro de una red de distribución aquella parte de la energía que se ha suministrado y consumido, pero que no figura contabilizada como vendida. En un sentido estricto, representan la diferencia entre las pérdidas totales de la red y las pérdidas técnicas. Se clasifican en:

- Pérdidas administrativas: reciben esta denominación porque son directamente atribuibles a las deficiencias en la gestión administrativa de las compañías (errores de medida, errores de facturación, etc).
- Hurto: dentro de este concepto se recoge toda la energía apropiada de forma indebida por los usuarios, por medio de conexiones clandestinas o instalaciones provisionales no registradas.
- Fraude: dentro de este concepto se recogen las pérdidas asociadas con la manipulación de los contadores de forma que registren una cantidad inferior a la consumida por el usuario.

En este estudio solo se han tenido en cuenta las pérdidas técnicas, ya que la generación distribuida afecta a dichas pérdidas al modificar los flujos de potencia por los elementos de la red de distribución.

En capítulo 3 y sección 3.1.3, se realizó un análisis técnico de pérdidas en la red de distribución con y sin la generación distribuida, básicamente una serie de simulaciones de flujos de carga en función de la curva horaria de demanda del circuito 13.8 kV donde está conectado el GDR utilizando el software NEPLAN,

con el objetivo de determinar el nivel de pérdidas del circuito; en resumen, se tienen los siguientes resultados:

Tabla XXX. Pérdidas técnicas anuales con y sin generación distribuida

Red de media tensión 13.8 kV La Tinta	Total pérdidas técnicas anuales (MW/h)	Costo anual de pérdidas (\$)
Sin Generación Distribuida	136.1961	13,619.61
Con Generación Distribuida (2 MW)	2939.0165	293,901.65

Fuente: elaboración propia.

3.2.6 Comparación con generación de energía no renovable (hidroeléctrica vs térmica)

El principio por el cual se genera energía eléctrica es el mismo, tanto en las hidroeléctricas como en las plantas térmicas. En ambos casos se aplica el poder de una fuente (agua o vapor) para mover una turbina la cual, gracias a un eje de transmisión, acciona una bobina al interior de un campo magnético, lo que convierte, mediante la inducción electromagnética, la energía mecánica en corriente eléctrica. La principal diferencia entre la energía eléctrica producida por distintos medios radica en la fuente primaria empleada para generarla.

Así, la energía potencial del agua es la fuente para la energía cinética que mueve las turbinas en las centrales hidroeléctricas, en tanto que los combustibles fósiles (carbón, derivados de petróleo y gas) son comúnmente empleados en las termoeléctricas. Estas últimas acuden a una fuente no renovable y tienen un efecto pernicioso sobre el medio ambiente (emisión de CO₂ y otros gases que pueden generar lluvia ácida).

3.2.6.1 Diferencias económico-financieras entre las centrales hídricas y térmicas

Las centrales térmicas tienen como una de sus principales ventajas frente a las hidroeléctricas las siguientes:

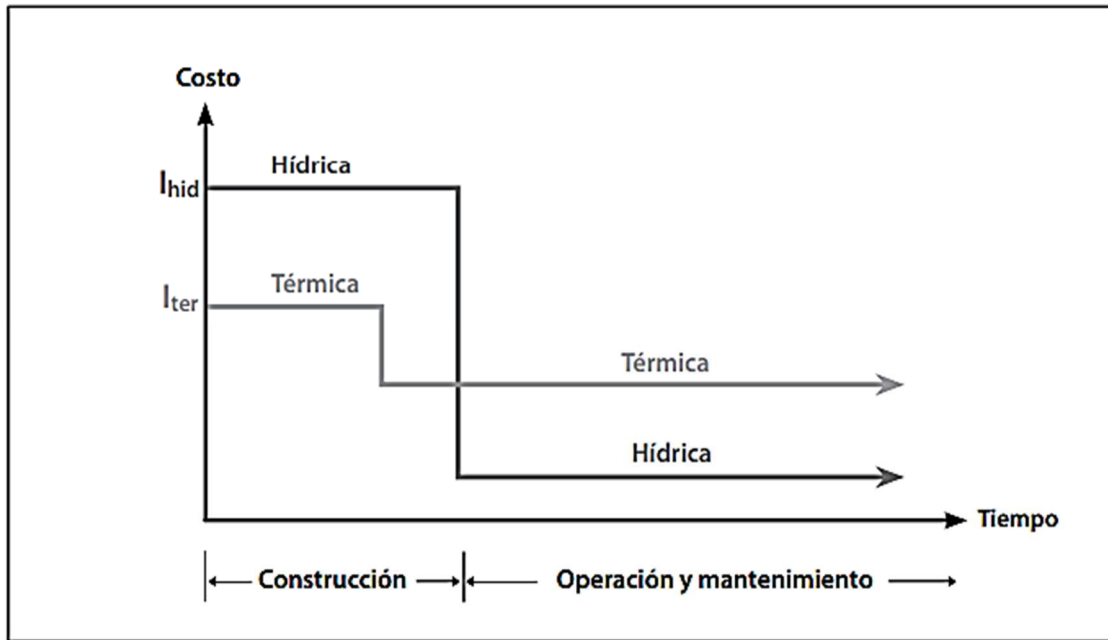
- Pueden instalarse y ponerse en marcha en menor tiempo.
- Existe flexibilidad en cuanto a su ubicación.
- La inversión requerida por MW de potencia es menor de 1.2 millones de dólares.
- Poseen relativa independencia de factores climáticos.

No obstante, su costo de operación por kWh producido es mayor (ver figura 76). La eficiencia de las turbinas a gas en las centrales térmicas de ciclo simple es bastante limitada, pues se aprovecha alrededor del 35 % del calor generado por el combustible empleado. Los gases de escape que salen al medio ambiente en el proceso suelen bordear los 600 °C y se disipan en el aire.

Por ello, se busca aprovechar ese calor mediante las centrales de ciclo combinado, gracias a la adición al sistema de turbinas a vapor que sean alimentadas parcialmente por esta fuente.

El trabajo de una central de ciclo combinado consiste básicamente en el aprovechamiento de la descarga de gas de un sistema de turbina a gas (inmerso en un proceso de generación eléctrica) para alimentar una caldera que a su vez generará energía con base en una turbina a vapor; lo que aumenta la eficiencia en el uso del gas a casi el doble.

Figura 67. Centrales hidroeléctricas y térmicas: costos de construcción, operación y mantenimiento

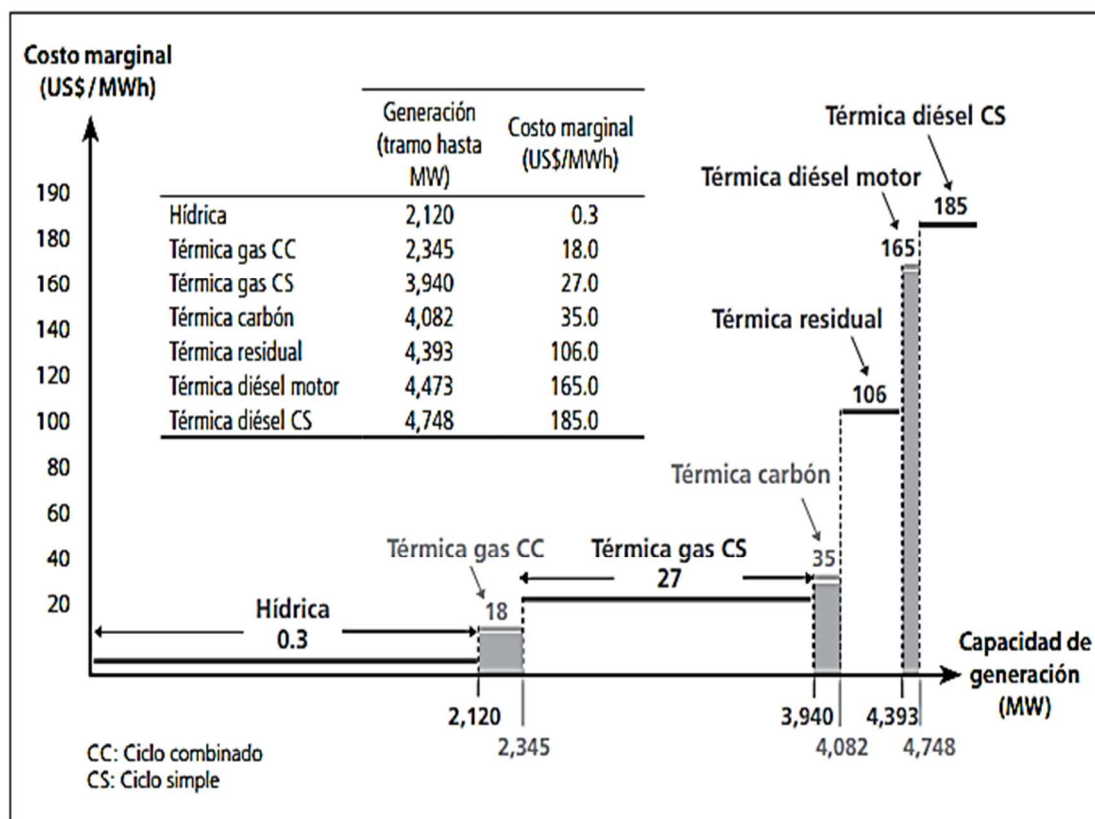


Fuente: elaboración propia.

Por otro lado, la central hidroeléctrica se ve afectada por la variabilidad de la disponibilidad de agua en cada temporada, en especial en la época de nivel más bajo que afecta el factor de carga, también conocido como factor de planta, que es la relación entre lo realmente producido y lo que se hubiera podido producir si se hubiera operado en forma permanente a plena carga.

A su vez, en el caso de una central térmica su factor de carga se ve afectado por entrar a operar cuando la capacidad de las centrales hidroeléctricas se satura (ver figura 68).

Figura 68. Centrales hidroeléctricas y térmicas: costos marginales por fuente de generación

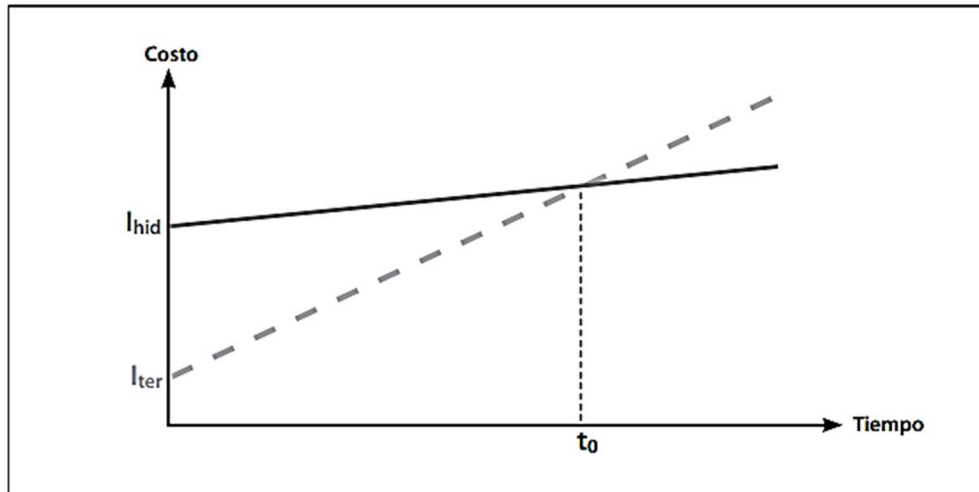


Fuente: elaboración propia con base Barco *et al.* (2008)

Además, existen otras importantes diferencias en cuanto al monto de inversión requerido y el costo operativo de cada alternativa.

La alternativa que demanda la mayor inversión tiene muy bajos costos operativos (hídrica), en tanto que la alternativa con menor inversión posee costos operativos más altos (térmica) (ver figura 69).

Figura 69. **Centrales hidroeléctricas y térmicas. costo total en tiempo**



Fuente: elaboración propia.

Aparentemente, si ambas alternativas tuviesen el mismo factor de carga y se buscase comparar su rentabilidad bastaría con concentrarse en estimar el costo anual equivalente tomando en cuenta los costos operativos y de inversión de cada una. Se sabe que la alternativa que demanda mayor inversión (central hidroeléctrica) será menos recomendable en los primeros años hasta el momento (t_0) en el cual los costos totales (inversión y costos operativos) sean menores a los de la alternativa con mayores costos operativos (central térmica).

El momento (t_0) en que esto ocurra dependerá, entre otros factores, de la tasa de descuento empleada para realizar la evaluación. Sin embargo, aquí surge una atingencia adicional importante, dado que ambas alternativas no inician su producción de forma simultánea, pues existe un desfase significativo en el inicio de sus operaciones. Inclusive suponiendo que la producción generada promedio al año sea la misma en ambas, y que los precios reales sean constantes en el tiempo, el valor actual de los ingresos generados será mayor para la alternativa que inicia primero sus actividades. Se tiene una alternativa que, pasado un umbral de tiempo (t_0), resulta menos costosa (hidroeléctrica) en tanto que la otra genera un ingreso total en términos reales mayor (térmica).

¿Cuál será más rentable? Esto depende en especial de la tasa de descuento aplicada, los plazos de vida útil involucrados y los costos de los combustibles empleados. Los riesgos asociados a cada tipo de proyecto se desarrollan más adelante.

La paradoja es que las centrales térmicas que usan combustibles contribuyen en gran medida al calentamiento global, mediante la emisión de CO₂; además de óxidos de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO), micropartículas y otros residuos sólidos.

3.2.7 Ahorro de combustible

Técnicamente se ha demostrado en diferentes países que Centroamérica ahorraría más recurso construyendo hidroeléctricas que instalando termoeléctricas y aunque ambas sean consideradas matriz energética de los países, los costos de construcción e instalación aunado a la economía de combustible marcan la diferencia.

Las plantas generadoras de búnker y diésel, considerados los combustibles más caros, sustituyen el déficit de generación hidráulica, debido a la poca lluvia registrada en Guatemala en los últimos años.

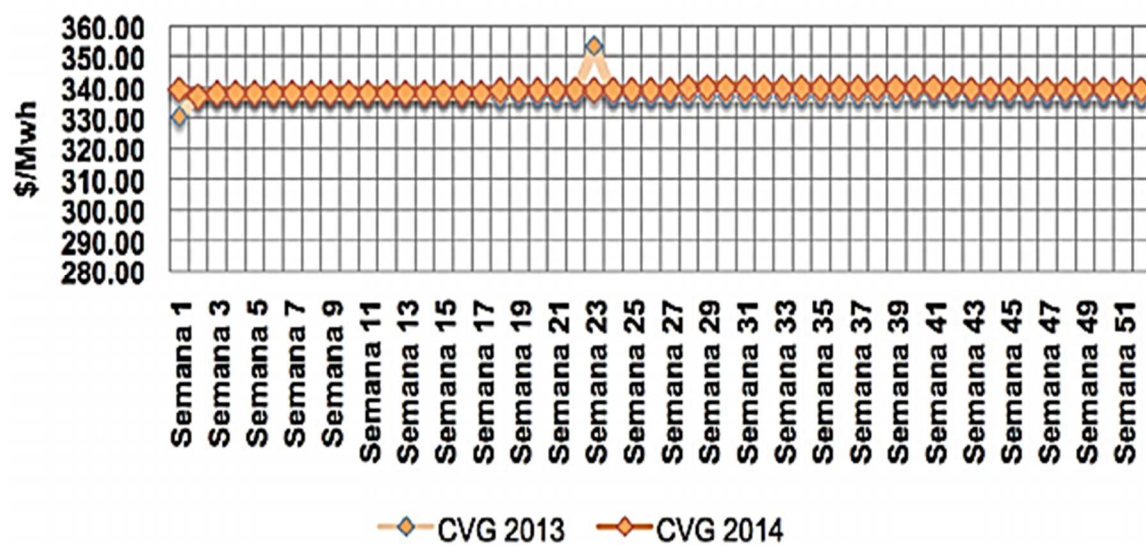
Desde el año 2009 no se observaban en el mercado internacional precios del petróleo que ascendieran a los valores experimentados a finales del 2014. Existen diversos factores que tuvieron incidencia en la ocurrencia de este fenómeno. Por una parte, el debilitamiento económico de los países importadores de petróleo que ha provocado un debilitamiento de la demanda de este insumo. Por el lado de la oferta, algunos países han realizado grandes esfuerzos por incrementar su producción de petróleo, lo cual ha provocado un incremento de la

oferta disponible de este insumo, especialmente en países como Estados Unidos y Canadá.

Según la CNEE (Comisión de Energía Eléctrica) en la siguiente gráfica se observa que los costos variables promedio de las turbinas diésel durante el 2014 fueron prácticamente constantes y mayores a los observados durante el 2013 en Guatemala.

La constancia de los costos observados durante todo el año se debe a que hubo muy poca necesidad de convocar a las turbinas diésel para generación de energía eléctrica, por lo que su inventario de combustible prácticamente tuvo que ser el mismo para todo el año.

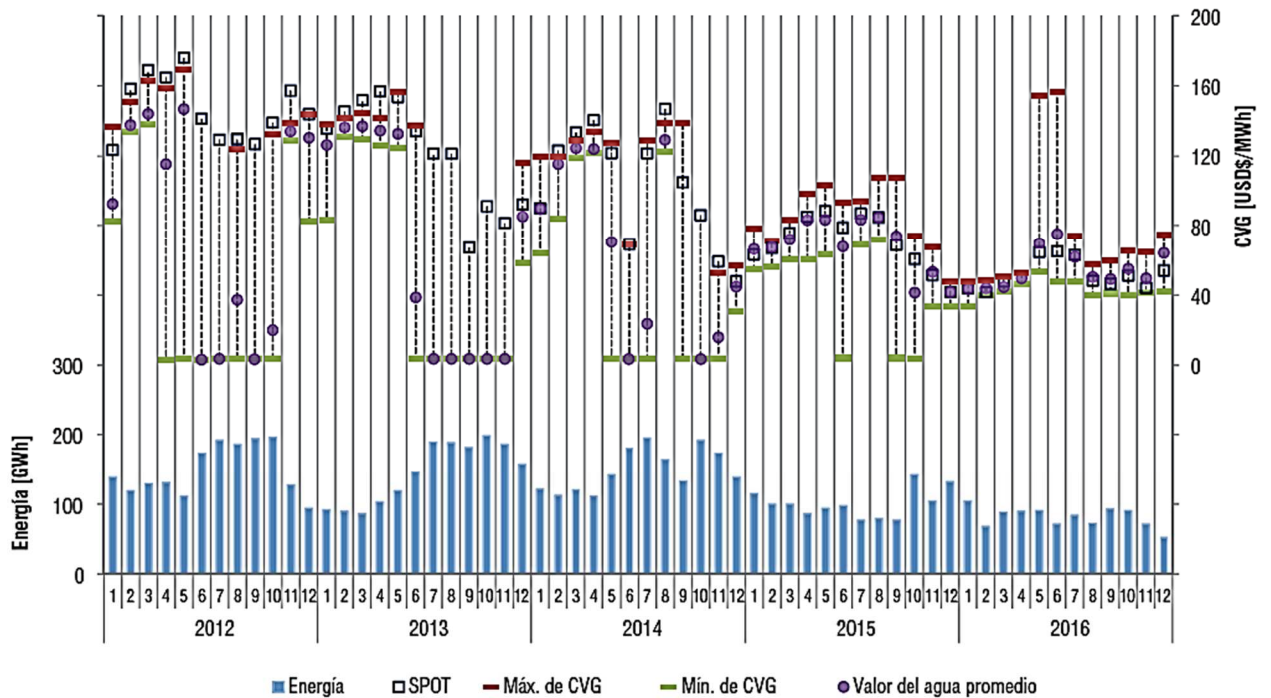
Figura 70. **Estimación de costos variables por generación semanal turbinas diésel**



Fuente: informe estadístico 2015 CNEE <http://www.cnee.gob.gt/>

Del mismo modo se puede observar en la figura 71 la energía producida y los costos de generación mensuales de la hidroeléctrica Chixoy durante los periodos 2012 a 2016.

Figura 71. **Energía y costos de generación hidroeléctrica Chixoy años: 2012-2016**



Fuente: informe estadístico 2016 CNEE <http://www.cnee.gob.gt/>

Como se ha mencionado al principio de este capítulo, en Guatemala estadísticamente el promedio el costo de generación de una central hidroeléctrica ronda los 100 \$/MWH equivalente a 0.1 \$/kWH. En cambio con turbinas diésel el costo promedio de generación ronda los 335 \$/MWH equivalente a 0.335 \$/kWH.

Con los datos anteriores es posible realizar una extrapolación con el GDR de 2 MW instalado en el circuito de media tensión La Tinta y estimar el ahorro que se tendría al no ser turbina diésel.

También existen herramientas de fabricantes de generadores en la web que generalmente son estimaciones de gasto de combustible que puede tener una turbina diesel, No existe una fórmula exacta para para este cálculo. Cada motor es único y el fabricante tiene un gráfico de consumo de combustible para cada motor. Con esto en mente, fabricantes han llegado a una fórmula general

basada en el consumo medio de combustible de los motores diesel. Por lo tanto, los números que utilizamos son: (galones por hora) = $0.08433 \times (\text{kW del generador})$. (www.hardydiesel.com, 2017)

Los datos de potencia se pueden encontrar en la de datos del generador, como en la figura 72.

Figura 72. Placa de datos de un Generador Diésel

SYNCHRONOUS AC GENERATOR							
BRUSHLESS							
SERIAL NUMBER		CATALOG		MODEL NUMBER		TYPE NUMBER	
10171-05		4P9-3516D		A254530004		25453	
IMPORTANT: WHEN ORDERING PARTS INCLUDE SERIAL AND TYPE NUMBERS.							
ALTERNATOR				EXCITER			
KW CONT.	KW STANDBY	PHASE	HZ	EXC. ARM. "C" NUMBER			
2000		3	60	35020-13			
KVA CONT.	KVA STANDBY	P.F.	RPM	EXC. FLD. "C" NUMBER			
25004		0.8	1800	38102-13			
VOLTAGE		GEN. FLD. VOLTS		FIELD AMPS		EXC. FLD. VOLTS	
7967/13800				7.0		100	
AMPERES		GEN. FLD. AMPS		FMS			
104.5				240V			
TEMP. RISE		DESIGN AMB.		180HZ			
105R °C		40 °C					
INSUL. CLASS		WIRE					
F		6					
KATO ENGINEERING							
MANKATO, MINNESOTA U.S.A. © Diesel Service & Supply							

Fuente: <http://www.hardydiesel.com>

3.2.7.1 Cálculo de ahorro de combustible

De la fórmula anteriormente descrita, es posible estimar cuántos galones de combustible (diesel) se tendría si se utilizará energía renovable con la misma potencia.

La fórmula ajustada quedaría de la siguiente manera:

$$(\text{Galones al año}) = 0.08433 \times (\text{kW del generador}) \times (\text{hrs}) \times (\text{días}) \times (\text{F.P})$$

Donde:

F.P: Factor de planta

Sustituyendo datos:

$$(\text{Galones al año}) = 0.08433 \times 2000 \times 24 \times 365 \times 0.6$$

$$(\text{Galones al año}) = 886,476.96$$

$$(\text{Barriles al año}) = 21,106.52$$

3.3 Análisis de impacto ambiental

El Estudio de Impacto Ambiental (EIA) de la construcción, montaje y operación de la pequeña central hidroeléctrica, la cual aprovechará la cuenca de la quebrada Cochobajá, localizada en el municipio de La Tinta y Purulhá, se deben formular las medidas precautorias para adoptar en las fases de construcción y montaje y en la fase de operación y mantenimiento del proyecto hidroeléctrico, con la finalidad de identificar los impactos ambientales positivos y negativos que se originen durante dichas etapas y de esta manera compensarlos, mitigarlos, atenuarlos o eliminarlos.

Del desarrollo del estudio es posible, además, obtener las medidas adecuadas para potenciar los impactos positivos resultantes. Las líneas de acción para el desarrollo del EIA, se anotan a continuación:

- Identificación de las actividades derivadas de un previo estudio de prefactibilidad que pueden generar impactos ambientales.
- Elaboración de la caracterización del área de influencia directa.
- Identificación, evaluación e interpretación de los impactos ambientales

El EIA responde a los requerimientos de la legislación ambiental nacional y local existente, anotadas en el Estudio Administrativo-Legal y a los intereses de los habitantes de los lugares poblados y de las organizaciones representativas locales como la Alcaldía de La Tinta.

3.3.1 Metodología

Existen varios métodos para Evaluación de Impacto Ambiental, entre estos se tienen los siguientes: Índices e Indicadores Ambientales que describen el Medio Ambiente Afectado, Matriz RIAM, el sistema de Evaluación Ambiental Battelle para Evaluación Global, El Método Leopold para Evaluación Global, Método de Indicadores Característicos, Método de Deán & Nishry.

El método RIAM es el que se utilizará en la EIA, este es una herramienta para organizar, analizar y presentar los resultados integrados de una Evaluación de Impacto Ambiental. Los impactos de las actividades originadas por el proyecto, tanto en la fase de construcción y montaje como de operación y mantenimiento, se evaluaron contra los componentes ambientales, y para cada componente fue determinado un valor total, lo que proporciona una medida del impacto en el ambiente esperado para cada componente.

Criterios de evaluación

Los criterios de evaluación están contenidos en la siguiente tabla:

Tabla XXXI. **Criterios para evaluación de impacto ambiental**

Categoría	Escala	Descripción
A1: Importancia de la condición	4	De importancia nacional/interés internacional
	3	De importancia regional/de interés nacional
	2	De importancia en áreas inmediatas fuera de la condición local
	1	De importancia solamente a la condición local
	0	No importante
A2: Magnitud del cambio/efecto	+3	Beneficios positivos mayores
	+2	Mejoramiento significativo en “status quo”
	+1	Mejoramiento en “status quo”
	0	No cambio / “status quo”
	-1	Cambio negativo en “status quo”
	-2	Cambios negativos significativos
	-3	Cambios negativos mayores
B1: Permanencia	1	No cambio / no aplicable
	2	Temporal
	3	Permanente
B2: Reversibilidad	1	No cambio / no aplicable
	2	Reversible
	3	Irreversible
B3: Acumulativo	1	No cambio / no aplicable
	2	No acumulativo / sencillo
	3	Acumulativo / sinérgico

Fuente: Pastakia Christopher 2001. *The rapid impact assessment matrix* (RIAM).

3.3.2 Componentes ambientales

El modelo RIAM requiere de una evaluación específica de los componentes a ser definidos a través del proceso de *scoping* estos componentes ambientales deberán estar en cada una de las cuatro categorías, con su respectiva

identificación para efectos de análisis gráfico, los que se describen a continuación:

- **Físico / químico (FQ) –negro-**

Cubre todos los aspectos físicos y químicos del medio ambiente.

- **Biológico / ecológico (BE) –gris medio-**

Cubre todos los aspectos biológicos y ecológicos del medio ambiente

- **Sociológico / cultural (SC) –gris oscuro-**

Cubre los aspectos humanos del medio ambiente, desde el punto de vista social y cultural.

- **Económico / operacional (EO) –gris claro-**

Identifica las consecuencias económicas de los cambios ambientales, tanto temporales como permanentes.

3.3.3 Evaluación de resultados

Para utilizar el sistema de evaluación, se produce una matriz para cada fase del proyecto hidroeléctrico, fase de construcción y montaje y fase de operación, creando celdas que muestran los criterios utilizados en conjunto con cada componente definido. De las fórmulas anteriormente definidas, el modelo calcula el puntaje ambiental para cada componente, los que sumados proporcionan el resultado final. Con el objeto de proveer una evaluación completa, los puntajes individuales son clasificados en bandas de rangos a efecto de que puedan ser comparados entre sí. La tabla siguiente, rango de evaluación de resultados, proporciona los rangos establecidos para la conversión de los puntajes obtenidos, los que se encuentran entre los valores de más / menos 108. En tanto que, la banda de rangos es de más / menos E, que se refiere al rango de evaluación.

Tabla XXXII. Rango de evaluación de resultados

Puntaje ambiental (ES)	Banda de rangos (RB)	Descripción de la banda de rangos
+ 72 + 108	+E	Cambios / impactos positivos mayores
+ 36 a + 71	+D	Cambios / impactos positivos significativos
+ 19 a + 35	+C	Cambios / impactos positivos moderados
+ 10 a + 18	+B	Cambios / impactos positivos
+ 1 a + 9	+A	Cambios / impactos ligeramente positivos
0	N	No cambios / “status quo” / no aplicable
- 1 a - 9	-A	Cambios / impactos ligeramente negativos
- 10 a - 18	-B	Cambios / impactos negativos
-19 a -35	-C	Cambios / impactos negativos moderados
-36 a -71	-D	Cambios / impactos negativos significativos
-72 a -108	-E	Cambios / impactos negativos mayores

Fuente: Pastakia Christopher 2001. *The rapid impact assessment matrix* (RIAM).

3.3.4 Aspectos relevantes de la generación hidráulica

Se describen en este apartado, las condiciones actuales y de carácter general del área del proyecto hidroeléctrico, siendo necesario conocer, las características del proyecto de la planta, las condiciones del medio ambiente del área en el que este será desarrollado. El método utilizado distingue entre los recursos ambientales naturales y los recursos de uso humano por el aprovechamiento de recursos naturales. Para el EIA, el área de influencia directa abarca desde la presa de derivación (toma) de la quebrada, lugar de ubicación de la casa de máquinas (entrega de agua) distante a 870 metros.

- Descripción del medio físico: Lo conforman las aguas superficiales, el clima local y la temperatura, humedad relativa y la precipitación pluvial.

- Recursos hidráulicos: Las aguas superficiales del área, están constituidas por la cuenca de la quebrada Cochobajá, cuyos caudales medios durante las épocas húmeda y seca, son de 0.8 m³/seg y 0.48 m³/seg, respectivamente, en tanto que el caudal medio del año es de 0.58 m³/seg. El caudal máximo es de 1.01 m³/seg, observado en el mes de septiembre, y en el mes de abril, ocurre el punto de agotamiento, con un caudal de 0.1 m³/seg.
- Recursos atmosféricos: Las condiciones climáticas del área del proyecto hidroeléctrico, presentan variaciones relacionadas fundamentalmente con las características propias de la zona.

3.3.5 Análisis de impacto ambiental en la construcción de la GDR

Componente físico – químico (FQ)

- Contaminación por aguas servidas y desechos sólidos domésticos.
- Reducción de emisiones de CO₂.
- Alteración de caudales.

Componente biológico – ecológico (BQ)

- Reducción del hábitat y limpieza de la cobertura vegetal.
- Destrucción del suelo y la vegetación en las áreas de extracción de materiales de préstamo.
- Impactos sobre la producción agropecuaria, por disminución de las tierras destinadas a dicho uso.
- Impacto en el calentamiento global.
- Inundación del nuevo ecosistema.

Componente sociológico – cultural (SC)

- Impacto visual de los caminos de acceso y de las obras a construir.
- Incremento en la demanda de vivienda y de servicios de salud, educación, agua potable, alcantarillado y otros.
- Manejo sociocultural.

Componente económico – operativo (EO)

- Movilización de trabajadores no calificados y sus familias.
- Alteración del tráfico en los caminos de acceso a la central hidroeléctrica y daños a la infraestructura (puentes, carreteras, etc.).
- Impactos sobre el comercio (incremento de precios por mayor demanda de alimentos y otros bienes).
- Circulación de dinero por salarios.
- Entrenamiento del personal.
- Movilización de recursos financieros por inversión.

Tabla XXXIII. **Matriz de Impactos - Fase 1**

Físico y químico componentes (FQ)

	Componentes	ES	RB	A1	A2	B1	B2	B3
FQ1	Contaminación por aguas servidas y desechos domésticos	-7	-A	1	-1	2	2	3
FQ2	Reducción de emisiones de CO2	36	0	4	1	3	3	3
FQ3	Alteración de caudales	4	A	1	1	1	1	2

Biológico y ecológico componentes (BE)

	Componentes	ES	RB	A1	A2	B1	B2	B3
BE1	Reducción del hábitat y limpieza de la cobertura vegetal	-9	-A	1	-1	3	3	3
BE2	Destrucción del suelo y la vegetación en las áreas de extracción de materiales de préstamo	-6	-A	1	-1	2	2	2
BE3	Impacto sobre la producción agropecuaria por disminución de las tierras a dicho uso	0	N	1	0	1	1	1
BE4	Impacto en el calentamiento global	0	N	0	0	1	1	1
BE5	Inundación del nuevo ecosistema	0	N	0	0	1	1	1

Sociológico y cultural componentes (SC)

	Componentes	ES	RB	A1	A2	B1	B2	B3
SC1	Impacto visual de las vías de acceso y de las obras a construir	36	D	2	2	3	3	3
SC2	Incremento en la demanda de vivienda y de servicios de salud, educación, agua potable, alcantarillados y otros.	32	C	2	2	3	2	3
SC3	Manejo sociocultural	0	N	1	0	1	1	1

Económico y operacional componentes (EQ)

	Componentes	ES	RB	A1	A2	B1	B2	B3
EO1	Movilización de trabajadores no calificados y sus familias	12	B	2	1	2	2	2
EO2	Alteración del tráfico en los caminos de acceso a la central hidroeléctrica y daños a la infraestructura (puentes, carreteras, etc.)	36	D	2	2	3	3	3
EO3	Impacto sobre el comercio (incremento de precios por mayor demanda de alimentos y otros bienes y servicios)	- 36	-D	2	-2	3	3	3
EO4	Circulación de dinero por salarios	32	C	2	2	3	2	3
EO5	Entrenamiento de personal	24	C	2	2	2	2	2
EO6	Movilización de recursos financieros por inversión	54	D	2	3	3	3	3

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXIV. **Matriz de resultados - fase 1**

Resumen de puntaje

Variedad	-108	-71	-35	-18	-9	0	1	10	19	36	72
	-72	-36	-19	-10	-1	0	9	18	35	71	108
Clase	-E	-D	-C	-B	-A	N	A	B	C	D	E
FQ	0	0	0	0	1	0	1	0	0	1	0
BE	0	0	0	0	2	3	0	0	0	0	0
SC	0	0	0	0	0	1	0	0	1	1	0
EQ	0	1	0	0	0	0	0	1	2	2	0
Total	0	1	0	0	3	4	1	1	3	4	0

Fuente: elaboración propia.

3.3.6 Análisis de impacto ambiental en la operación de la GDR

Componente físico – químico (FQ)

- Impacto del tanque de compensación sobre el régimen de caudales, sobre la pesca, sobre los usos de la tierra y el agua y sobre el paisaje.

- Impacto de la oscilación del nivel del tanque de compensación sobre la estabilidad de las tierras del área de la ribera del río y el nivel freático.
- Impacto del tanque de compensación sobre el clima local
- Reducción de emisiones de CO₂.
- Manejo de la cuenca para asegurar el agua.

Componente biológico – ecológico (BE)

- Impactos sobre la biota natural y sobre la salud humana.
- Impacto en el calentamiento global.

Componente sociológico – Cultural (SC)

- Impacto visual de la casa de máquinas, de las instalaciones anexas y de los depósitos de desechos.
- Manejo sociocultural.

Componente económico – operativo (EO)

- Impactos sobre el nivel de empleo, la agricultura, la ganadería.
- Circulación de dinero por salarios.
- Mejor voltaje.
- Entrenamiento de personal.
- Reserva de la zona.

Tabla XXXV. Matriz de impactos - fase 2

Físico y químico componentes (FQ)

	Componentes	ES	RB	A1	A2	B1	B2	B3
FQ1	Impacto del tanque de compensación sobre el régimen de caudales, sobre los usos de la tierra y agua	-3	-A	1	-1	1	1	1
FQ2	Impacto de la oscilación del nivel del tanque de compensación sobre la estabilidad de las tierras del área de la ribera del río y el nivel freático	-3	-A	1	-1	1	1	1
FQ3	Impacto del tanque de compensación sobre el clima local	0	N	1	0	1	1	1
FQ4	Reducción de emisiones CO2	B1	E	3	3	3	3	3
FQ5	Manejo de la cuenca para asegurar agua	6	A	1	1	3	2	1

Biológico y ecológico componentes (BE)

	Componentes	ES	RB	A1	A2	B1	B2	B3
BE1	Impactos sobre la biota natural y sobre la salud humana	-18	-B	2	-1	3	3	3
BE2	Impacto en el calentamiento global	0	N	0	0	1	1	1

Sociológico y cultural componentes (SC)

	Componentes	ES	RB	A1	A2	B1	B2	B3
SC1	Impacto visual de la casa de máquinas, de las instalaciones anexas y de los depósitos de desechos	-9	-A	1	-1	3	3	3
SC2	Manejo sociocultural	3	A	1	1	1	1	1

Económico y operacional componentes (EQ)

	Componentes	ES	RB	A1	A2	B1	B2	B3
EO1	Impactos sobre el nivel de empleo, el comercio, la agricultura y la ganadería	36	D	2	2	3	3	3
EO2	Circulación de dinero por salarios	32	C	2	2	3	2	3
EO3	Mejor voltaje	32	C	2	2	3	2	3
EO4	Entrenamiento de personal operativo	18	B	2	1	3	3	3
EO5	Reserva de la zona	0	N	1	0	1	1	1

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXVI. **Matriz de resultados - Fase 2**

Resumen de puntaje											
Variedad	-108	-71	-35	-18	-9	0	1	10	19	36	72
	-72	-36	-19	-10	-1	0	9	18	35	71	108
Clase	-E	-D	-C	-B	-A	N	A	B	C	D	E
FQ	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	1
BE	0	0	0	1	2	1	0	0	0	0	0
SC	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0
EQ	0	0	0	0	0	0	0	1	2	1	0
Total	0	0	0	1	3	4	2	1	2	1	1

Fuente: elaboración propia.

3.3.7 Medidas de mitigación

En función de los resultados obtenidos en la evaluación de impactos, se formula el Plan de Gestión Ambiental –PGA- el que incorpora las acciones que deben ser implementadas para prevenir, controlar o reducir los principales impactos ambientales negativos y potenciar los impactos positivos significativos que se originen con el desarrollo del proyecto.

El PGA, incluye los siguientes aspectos: a) Componentes/Categorías Ambientales Afectadas, b) Fuente generadora del impacto, c) Impacto Ambiental propiamente dicho y d) las Medidas ambientales que serán establecidas.

Tabla XXXVII. **Matriz de gestión ambiental**

Componentes Ambientales	Fuente generadora del impacto	Impacto	Acciones ambientales medidas de mitigación
Físico - químico	No utilización de combustibles fósiles para generación de electricidad.	Reducción de emisiones de CO ₂ .	Maximizar el impacto logrando créditos de carbono e incrementar la rentabilidad financiera del proyecto.
Biológico ecológico -	Destrucción del suelo y la vegetación en las áreas de extracción de materiales de préstamo.	Reducción del hábitat y limpieza de la cobertura vegetal durante la construcción.	Creación y mantenimiento de áreas de protección ambiental para preservar la vida silvestre.
Económico operacional -	Desarrollo del proyecto hidroeléctrico.	Movilización de recursos financieros.	Potenciar el impacto promoviendo turismo ecológico y el comercio individual.
Sociológico cultural -	Construcción de las obras civiles principales y complementarias.	Impacto visual de la casa de máquinas, instalaciones anexas y depósitos de desechos.	Construcción de barreras forestales y/o ornamentales.
Económico operacional -	Construcción y funcionamiento de la planta.	Impactos sobre el nivel de empleo, agricultura y ganadería.	Personal con experiencia en construcción de plantas hidroeléctricas debe tener prioridad en la construcción de otros proyectos eléctricos.

Fuente: elaboración propia.

Monitoreo ambiental del aprovechamiento hidroeléctrico MAEI

Monitoreo Ambiental tiene por objeto realizar evaluaciones constantes en la zona de aprovechamiento hidroeléctrico, tanto durante la fase de construcción, como en la fase de operación, con la finalidad de verificar el funcionamiento de

las medidas de mitigación propuestas en la Tabla XXVIII. La información que se obtenga, servirá para la toma de decisiones en el caso de ser necesarios para que la planta siga operando en situaciones normales. Entre otros aspectos, el MA permitirá la detección de impactos no previstos y propondrá ante los impactos no previstos las medidas de mitigación que correspondan.

- **Calidad del agua:** se prevé la recolección de muestras químicas y biológicas del caudal de generación y del río aguas abajo del desfogue de la planta. Los principales parámetros que deberán ser monitoreados son los siguientes: Temperatura, pH, turbidez, sólidos, disueltos y en suspensión, conductividad eléctrica, DQO, DBO, sulfatos, cloruros, coliformes fecales.
- **Meteorología:** con la finalidad de exponer los posibles cambios climáticos que pudieran afectar el caudal de generación a futuro, se deberá formular una identificación y caracterización de los factores que intervienen en el monitoreo meteorológico, el cual en principio deberá considerar la velocidad y dirección del viento, la temperatura ambiente, la humedad relativa, precipitación pluvial, la radiación solar y la presión atmosférica.
- **Geomorfología:** con la implementación de este monitoreo ambiental, se busca identificar, caracterizar y localizar los principales cambios que se desarrollen durante la construcción y funcionamiento de la planta, referente a deslizamientos de tierras, derrumbes y desprendimientos. La periodicidad será de por lo menos cada 180 días principalmente en el cauce y las riberas del río aguas abajo de la casa de máquinas, con el objeto de detectar cambios que puedan afectar la infraestructura de generación.

Plan de contingencia PDC

Con el desarrollo e implementación del PDC, se establecerán las acciones inmediatas para prevenir y controlar en forma eficiente los riesgos ambientales y eventuales accidentes que puedan ocurrir durante la construcción y

funcionamiento de la planta. Se considerarán, las actividades que serán realizadas si ocurrieran contingencias que no puedan ser controladas por las medidas de mitigación implementadas. El procedimiento en contingencias considera principalmente los incendios, terremotos y otros fenómenos naturales, siguiendo los criterios básicos que se presentan a continuación.

- Capacitación de los trabajadores organizando brigadas que se especialicen y reciban entrenamiento contra cualquier contingencia, principalmente en defensa del medio ambiente y otras emergencias.
- Preparación para acciones de rescate con la utilización de equipos necesarios ante desastres naturales o inducidos con la identificación de las áreas críticas dentro y fuera de las instalaciones, mediante una sola unidad operativa de control de emergencia.
- Mantenimiento de una coordinación estrecha y cooperación con las fuerzas del orden público.
- Establecimiento de mecanismos de coordinación entre los encargados del proyecto, los organismos involucrados y la población en general.
- Cumplimiento de las normas y procedimientos establecidos en cuanto a la política de protección del medio ambiente en las actividades eléctricas dadas por el Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales y del Ministerio de Energía y Minas.

Con la realización del Estudio de Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) es posible contribuir a resolver los problemas de suministro de energía con el mínimo daño posible al medio natural y a las actividades sociales, económicas y culturales propias del área en la que se desarrollará el proyecto hidroeléctrico. El EIA constituye en la actualidad una de las herramientas de planificación más efectivas en el desarrollo de cualquier tipo de proyecto. El que se ha presentado muestra cuáles son los principales problemas ambientales reales generados por la construcción, montaje y operación de la planta, las condiciones ambientales

del área de influencia directa y de la gestión ambiental que pueda darse con el objetivo principal de lograr un equilibrio entre ambiente y desarrollo.

Asimismo, debe de ser elaborada una matriz para cada fase (construcción y operación) en la que se presentan los impactos y los componentes ambientales, a los que se les ha asignado un valor en función de los criterios de evaluación de impacto ambiental.

Finalmente se han desarrollado el Plan de Gestión Ambiental, el cual considera las medidas de mitigación apropiadas, así como el Monitoreo Ambiental con énfasis en calidad del agua, meteorología y morfología y el Plan de Contingencia necesario para prevenir y controlar los riesgos ambientales y los potenciales accidentes que podrían derivarse de la construcción y funcionamiento de la pequeña central hidroeléctrica.

3.3.8 Comparación con energía no renovable

Hidroeléctrica: la energía hidroeléctrica es renovable, es decir, no dejará de funcionar en tanto el agua continúe fluyendo. Los efectos medioambientales proceden del funcionamiento de los pantanos y la alteración consiguiente de las preexistentes condiciones del flujo del agua.

Las presas hidroeléctricas pueden acumular sedimentos, debido a los sólidos en suspensión que se depositan en el agua del pantano. Si se acumulan suficientes sedimentos la toma de agua de las turbinas puede quedar bloqueada, por lo que las instalaciones hidroeléctricas deben retirar los sedimentos y desprenderse de ellos de alguna manera.

Las presas hidroeléctricas también bloquean las rutas de migración de peces que necesitan remontar los ríos para su reproducción.

Esto se ha corregido parcialmente, mediante la construcción de rampas para peces, que son pequeñas corrientes que los peces pueden remontar para circunvalar la presa.

Es raro que un gran proyecto hidroeléctrico se realice cerca de una ciudad o de una fábrica industrial que use toda la energía producida. Habitualmente, largas líneas de transporte de energía llevan la electricidad a su destino. El tendido de la línea de transporte requiere limpiar un estrecho, pero largo corredor de bosque (o de otro terreno). Esta limpieza puede afectar a las rutas de migración y provocar erosión del terreno, al tiempo que facilitan el acceso humano a las que, de otro modo, sería áreas aisladas. Los efectos de la descarga de corona y la radiación electromagnética de baja frecuencia alrededor de los tendidos eléctricos son una fuente de continua preocupación.

La Comisión Mundial sobre Presas en 2004 hizo público un informe subrayando un consenso sobre las mejores prácticas para grandes presas, considerando los factores ecológicos, sociales y económicos, e incluyendo la discusión sobre emisiones de gases de efecto invernadero.

Térmica: en Guatemala gran parte de la electricidad que actualmente se genera todavía se hace quemando combustibles fósiles. Esto produce altas temperaturas, que mueven algún tipo de máquina térmica, a menudo una turbina de vapor.

Más graves son las preocupaciones acerca de las emisiones que resultan del quemado de combustible fósil, el cual constituye un repositorio significativo del carbón enterrado bajo tierra. Al quemarse se produce la conversión de este carbón en dióxido de carbono, el cual se diluye en la atmósfera, lo que produce un incremento en los niveles del dióxido de carbono atmosférico, que refuerza el efecto invernadero y contribuye al calentamiento global de la Tierra. La

relación entre el incremento de dióxido de carbono y el calentamiento global está aceptado casi universalmente, a pesar de que los productos de combustible fósil replican vigorosamente a estos resultados.

Dependiendo del tipo de combustible fósil y del método de quemado, también se pueden producir otras emisiones. A menudo se emite ozono, dióxido de azufre, NO₂ y otros gases, así como humos. Los óxidos de azufre y de nitrógeno contribuyen al smog y a la lluvia ácida. En el pasado, los propietarios de plantas atacaban este problema mediante la construcción de grandes chimeneas de humos, de modo que los desechos o residuos pudieran diluirse en la atmósfera, lo que, si bien ayuda a reducir la contaminación local, no lo hace con la global.

Los combustibles fósiles, en particular el carbón, también contiene en disolución material radioactivo, por lo que, al quemarlo en muy grandes cantidades, arrojan este material al ambiente, provocando niveles de contaminación radiactiva local y global bajos pero reales.

El carbón también contiene indicios de elementos pesados tóxicos tales como mercurio, arsénico y otros. El mercurio vaporizado en una planta de energía puede estar en suspensión en la atmósfera y circular por todo el mundo. Mientras en el ambiente existe una sustancial cantidad de mercurio, de las que el procedente de otras actividades humanas está mejor controlado, el procedente de las plantas de energía constituye una fracción significativa del resto de emisiones.

3.3.9 Análisis de emisiones por medio del software RETScreen

Es indispensable calcular los gases contaminantes no emitidos a la atmósfera por utilizar fuentes renovables de energía.

Estos cálculos son la base para promover y en su caso solicitar instrumentos de financiamiento para el desarrollo y operación de los sistemas, como son los bonos de carbono de la Organización de Naciones Unidas (entre otros mecanismos); además de contribuir a la mitigación de gases de efecto invernadero.

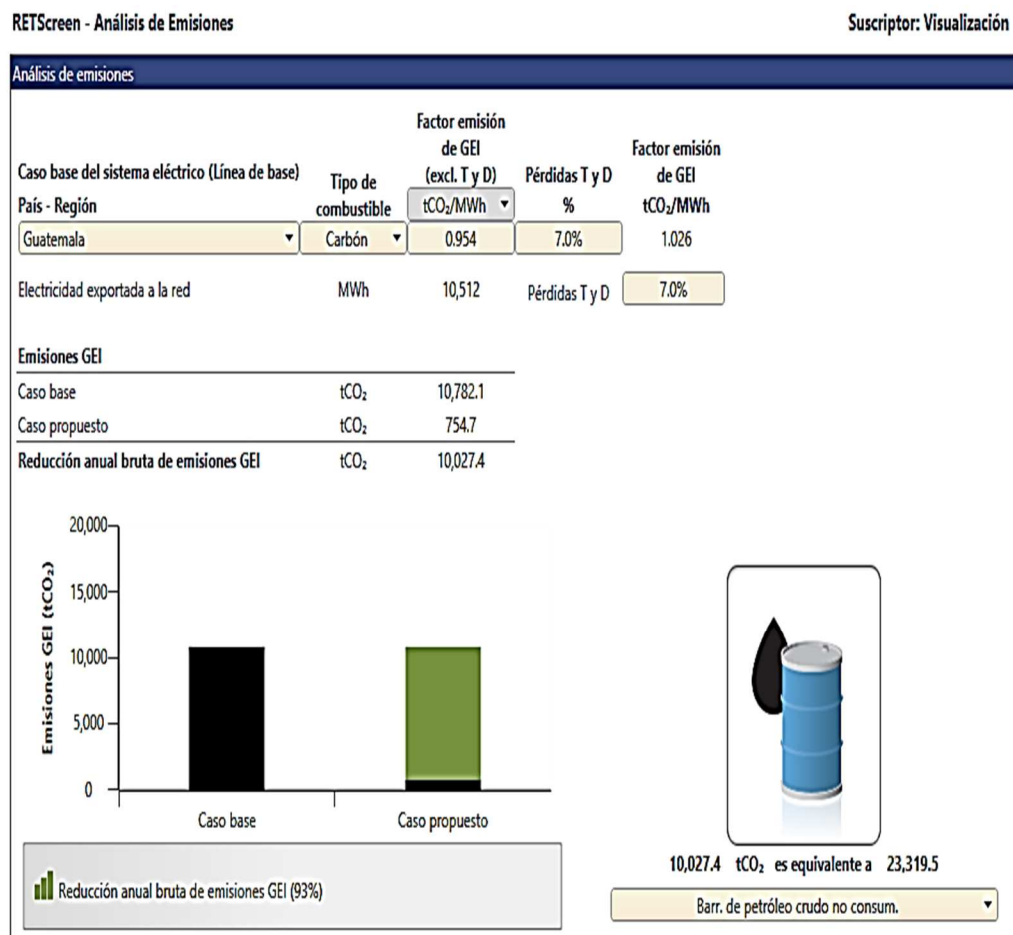
La herramienta identificada para realizar esta tarea es *RETSscreen*. Este programa evalúa y analiza la producción de energía, costos en el ciclo de vida útil y emisiones evitadas de gases de efecto invernadero; todo para las distintas tecnologías de generación eléctrica disponibles con base en energías renovables: solar, eólica, biomasa e hidráulica.

El objetivo es calcular los gases contaminantes no emitidos a la atmósfera por utilizar energía renovable que para este caso es hidráulica con potencia de 2000 kW (2 MW), con un factor de planta de 0.6 la energía total generada al año es de 10,512 MWh.

Básicamente en el interfaz del software es de cargar datos de partida, como el país, tipo de combustible fósil, energía exportada a la red y factores que el mismo *software* proporciona.

Se evaluaron 2 escenarios, la primera es la comparación de emisiones como combustible carbón y el segundo escenario el combustible petróleo.

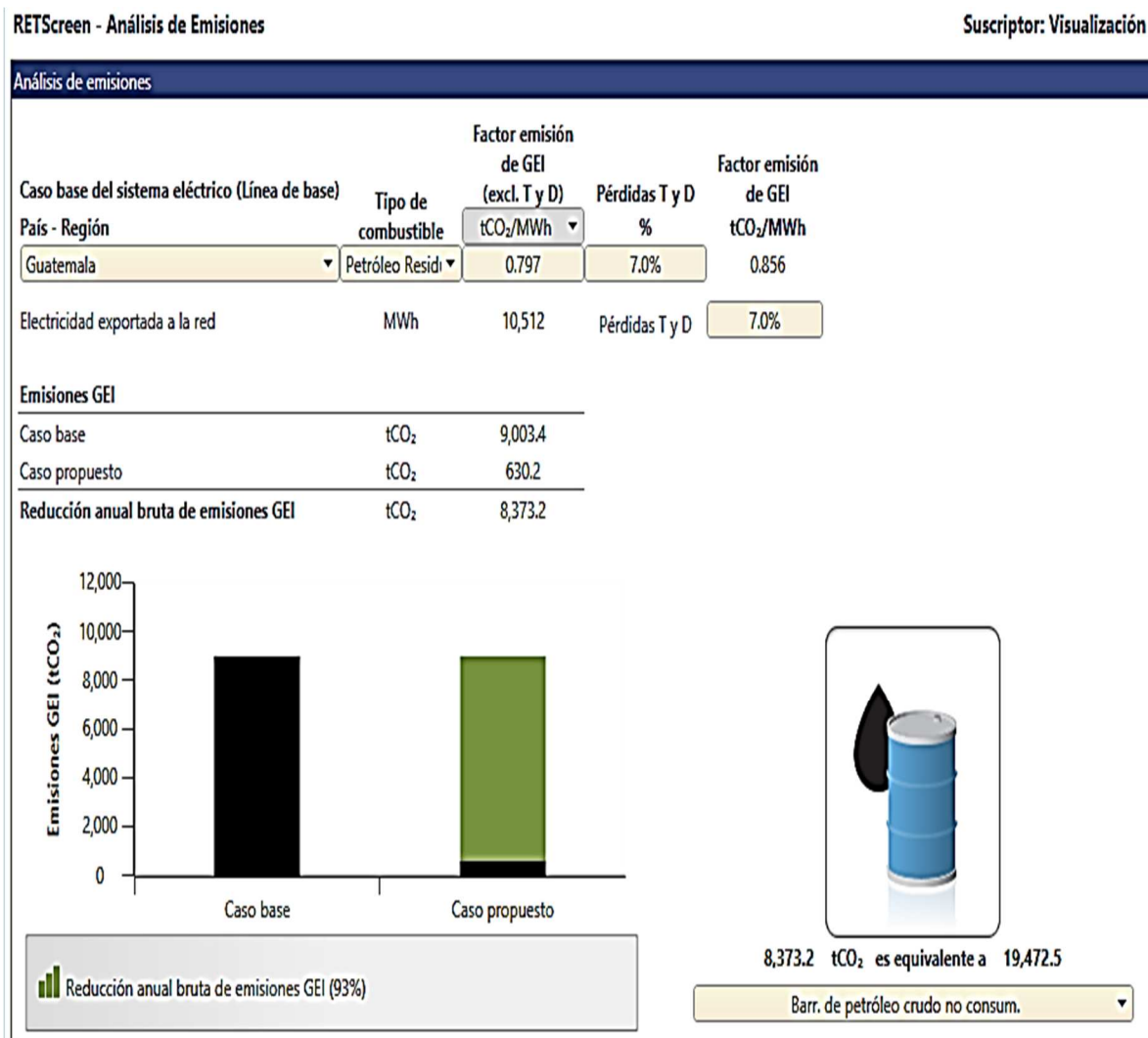
Figura 73. Escenario 1, comparación combustible de carbón



Fuente: elaboración propia.

Como resultado del escenario 1 se tiene que al utilizar fuente hidráulica para generar energía de 10,512 MWh al año se estarían reduciendo 10,024.4 toneladas de CO₂ en emisiones al medio ambiente comparado con utilizar carbón para generar la misma energía.

Figura 74. Escenario 2, comparación combustible de petróleo



Fuente: elaboración propia.

Como resultado del escenario 2 se tiene que al utilizar fuente hidráulica para generar energía de 10,512 MWh al año se estarían reduciendo 8,373.2 toneladas de CO₂ en emisiones al medio ambiente comparado con utilizar petróleo para generar la misma energía.

4. PRESENTACIÓN DE RESULTADOS

Resumen de análisis técnico (Impacto en la red de distribución)

Sin generación distribuida

- Niveles de voltaje y factor de potencia promedio diario:

Tabla XXXVIII. **Niveles de voltaje y factor de potencia circuito La Tinta sin generación distribuida**

	Cabecera de la SMT			Media Línea			Fin de Línea		
	Regulación	KV	F.P	Regulación	KV	F.P	Regulación	KV	F.P
Nivel Mínimo	100%	7.92	0.93	93.0%	7.36	0.93	92%	7.29	0.93
Nivel Máximo	100%	7.92	0.94	98.0%	7.76	0.93	95%	7.52	0.93

Fuente: elaboración propia.

- Pérdidas en la red de distribución:

Total de pérdidas anuales MW/hora: **136.19**

La red actual, atendiendo sus cargas naturales no requiere ningún tipo de adecuación. Los factores de potencia y las tensiones están dentro de los rangos de servicio adecuados y las pérdidas asociadas son las esperadas. El circuito está compensado con bancos de capacitores para alimentar las potencias reactivas de las cargas espaciales, consecuencia de ello el circuito acusa demandas despreciables de potencia reactiva desde las instalaciones del transportista.

Con generación distribuida (2 MW)

- Niveles de voltaje y factor de potencia promedio diario:

Tabla XXXIX. Niveles de voltaje y factor de potencia circuito La Tinta con generación distribuida

	Cabecera de la SMT			Media Línea			Fin de Línea			Generador		
	Regulación	KV	F.P	Regulación	KV	F.P	Regulación	KV	F.P	Regulación	KV	F.P
Nivel Mínimo	100%	7.92	0.639	104.0%	8.24	0.93	104.0%	8.24	0.95	109%	8.63	0.93
Nivel Máximo	100%	7.92	0.782	108.0%	8.55	0.92	108.0%	8.55	0.95	111%	8.79	0.93

Fuente: elaboración propia.

- Pérdidas en la red de distribución:

Total de pérdidas anuales MW/hora: **2939.22**

Como se observa en la tabla anterior, con la potencia generada, se hacen mutuamente excluyentes los índices de calidad del voltaje y el factor de potencia, es decir, no es posible mantener ambos parámetros acordes a una operativa saludable en calidad de producto en la red de distribución La Tinta. Aun cuando se pueden tolerar algunos puntos de tensión por encima de la nominal, los factores de potencia se deterioran mucho, consecuencia de ello el circuito debe proveer mucha potencia desde la barra del transportista restando eficiencia al circuito.

Con un escenario de generación de 2,000 kW la tensión experimenta valores de hasta 111 % de tensión nominal a pesar de tomar de la red de distribución hasta 700 kVAR lo cual altera las condiciones de calidad de servicio y producto del circuito. Se determinó que la generación de 1000 kW del GDR, experimenta niveles de tensión en punto de entrega de 107 %, condición determinada por la misma generación.

Resumen de análisis económico (construcción y operación GDR):

- Inversión Inicial del proyecto: **\$ 9,400,000**
- Costo por kW instalado: **\$ 4,700**
- Ingresos por exportación de Electricidad Anual: **\$1,051,200.00**
- Tasa de descuento: **8 %**
- Tasa interna de retorno (TIR): **15.6 %**
- Tiempo de recuperación de la Inversión: **7.6 años**
- Costo de Pérdidas en la Red de Distribución sin GDR: **\$ 13,619.61**
- Costo de Pérdidas en la Red de Distribución con GDR: **\$ 293,901.65**

Realizar el Estudio de Prefactibilidad para la construcción, montaje y operación de la Central Hidroeléctrica, en el municipio de La Tinta, del departamento de Alta Verapaz, constituye una empresa que financieramente requiere de recursos propios o préstamos bancarios, administrados a través de un Fideicomiso de Inversión, para llevar el proyecto hidroeléctrico a la fase de inversión.

La TIR representa la tasa de interés más alta que los inversionistas podrían pagar sin inutilizar liquidez (pérdida de dinero), esto resulta si la totalidad de los recursos financieros para construir y operar la Central Hidroeléctrica se tomaran en calidad de préstamo y las operaciones de financiamiento (amortizaciones de capital + intereses) se pagaran con los ingresos de efectivo a medida que se fueran produciendo. La TIR hace que el VAN sea igual a cero y para el proyecto, la TIR es de 15.6 %.

El análisis del Punto de Equilibrio como método de planificación financiera tiene por objeto proyectar el nivel de ingresos por venta de energía eléctrica que necesita la Central Hidroeléctrica para colocarse en un punto de empate, en el que el desarrollo de las operaciones relacionada con ingresos por ventas de

energía eléctrica, absorbe en su totalidad los costos variables y los costos fijos. Se espera que el punto de equilibrio se alcanza a los 7.6 años, para lo cual deberá generar 10,512 MWh /año utilizando durante el año en promedio el 60 % (1200 kW) de su capacidad instalada (2000 kW).

Resumen de análisis de impacto ambiental:

Tabla XL. Matriz de impactos fase 1 (construcción y montaje)

Físico y químico componentes (FQ)

	Componentes	ES	RB	A1	A2	B1	B2	B3
FQ1	Contaminación por aguas servidas y desechos domésticos	-7	-A	1	-1	2	2	3
FQ2	Reducción de emisiones de CO2	36	0	4	1	3	3	3
FQ3	Alteración de caudales	4	A	1	1	1	1	2

Biológico y ecológico componentes (BE)

	Componentes	ES	RB	A1	A2	B1	B2	B3
BE1	Reducción del hábitat y limpieza de la cobertura vegetal	-9	-A	1	-1	3	3	3
BE2	Destrucción del suelo y la vegetación en las áreas de extracción de materiales de préstamo	-6	-A	1	-1	2	2	2
BE3	Impacto sobre la producción agropecuaria por disminución de las tierras a dicho uso	0	N	1	0	1	1	1
BE4	Impacto en el calentamiento global	0	N	0	0	1	1	1
BE5	Inundación del nuevo ecosistema	0	N	0	0	1	1	1

Sociológico y cultural componentes (SC)

	Componentes	ES	RB	A1	A2	B1	B2	B3
SC1	Impacto visual de las vías de acceso y de las obras a construir	36	D	2	2	3	3	3
SC2	Incremento en la demanda de vivienda y de servicios de salud, educación, agua potable, alcantarillados y otros.	32	C	2	2	3	2	3
SC3	Manejo sociocultural	0	N	1	0	1	1	1

Económico y operacional componentes (EQ)

	Componentes	ES	RB	A1	A2	B1	B2	B3
EO1	Movilización de trabajadores no calificados y sus familias	12	B	2	1	2	2	2
EO2	Alteración del tráfico en los caminos de acceso a la central hidroeléctrica y daños a la infraestructura (puentes, carreteras, etc.)	36	D	2	2	3	3	3
EO3	Impacto sobre el comercio (incremento de precios por mayor demanda de alimentos y otros bienes y servicios)	-36	-D	2	-2	3	3	3
EO4	Circulación de dinero por salarios	32	C	2	2	3	2	3

EO5	Entrenamiento de personal	24	C	2	2	2	2	2
EO6	Movilización de recursos financieros por inversión	54	D	2	3	3	3	3

Fuente: elaboración propia.

Tabla XLI. Matriz de resultados fase 1

Resumen de puntaje

Variedad	-108	-71	-35	-18	-9	0	1	10	19	36	72
	-72	-36	-19	-10	-1	0	9	18	35	71	108
Clase	-E	-D	-C	-B	-A	N	A	B	C	D	E
FQ	0	0	0	0	1	0	1	0	0	1	0
BE	0	0	0	0	2	3	0	0	0	0	0
SC	0	0	0	0	0	1	0	0	1	1	0
EQ	0	1	0	0	0	0	0	1	2	2	0
Total	0	1	0	0	3	4	1	1	3	4	0

Fuente: elaboración propia.

Interpretación

La Tabla XLI muestra los resultados finales de la evaluación de los principales impactos ocasionados al ambiente natural durante la fase de construcción y montaje de la planta. Como puede observarse, en la fila de Total, el número 1 que aparece en la columna –D, Categoría Ambiental Económico – Operacional (EO), identificado en la Tabla Matriz de Impactos – Fase 1, como el EO3, indica que hay un impacto ambiental Impactos sobre el Comercio (incremento de precios por mayor demanda de alimentos y otros bienes y servicios), cuya calificación asignada para cada criterio de evaluación, fue de la siguiente manera:

- A1 Importancia de la Condición 2 puntos
- A2 Magnitud del cambio/efecto -2 puntos
- B1 Permanencia 3 puntos
- B2 Reversibilidad 3 puntos
- B3 Acumulativo 3 puntos

La valoración para este impacto ambiental es sencilla de realizar y corresponde a la siguiente expresión matemática:

$$ES = (A1 * A2) * (B1 + B2 + B3)$$
$$ES = (2 * -2) * (3 + 3 + 3) = (-4) * 9 = -36.$$

Si se toma en cuenta que los criterios de evaluación, caen en dos grupos, A y B, se tiene que los valores asignados en A, corresponden a criterios que son de importancia para la EIA, los que individualmente pueden cambiar el valor total obtenido. En tanto que los valores asignados en B, corresponden a criterios que son de importancia para la EIA pero que no deben ser capaces individualmente, de cambiar el valor total obtenido.

Con esto, el Impacto Ambiental “Impactos sobre el Comercio”, código EO3, corresponde a la Categoría Ambiental Económico – Operacional (EO) en la fase de construcción, el cual arroja un Puntaje Ambiental de –36 puntos (ES), que lo ubica en la Banda de Rangos (RB) de –D. Esto significa que el impacto producirá cambios y/o impactos negativos significativos en el área de estudio en donde se desarrollará el proyecto.

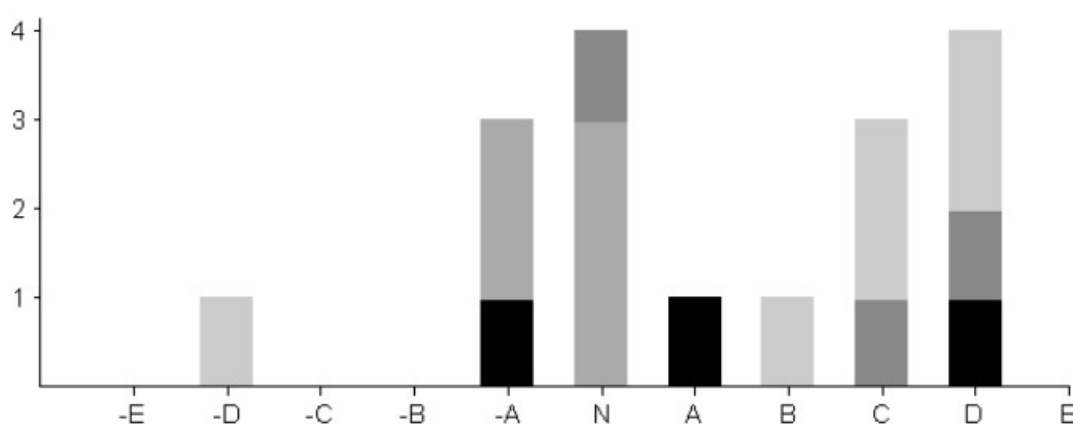
De igual manera, puede observarse en la columna “D”, un impacto ambiental identificado como FQ2 “Reducción de Emisiones de CO2” con una valoración de 36 puntos que lo ubica en la Banda de Rangos de la letra “D”. Dicho impacto producirá cambios / impactos positivos significativos como resultado de la no utilización de combustible fósiles para generación de electricidad.

Por su parte, el impacto ambiental identificado como BE2 “Destrucción del suelo y la vegetación en las áreas de extracción de materiales de préstamo” alcanzó una valoración de -6 puntos, ubicándolo en la Banda de Rangos de la

letra “-A” cuyo significado indica que dicho impacto producirá cambios/impactos ligeramente negativos.

Gráficamente, los resultados de la Evaluación de Impacto Ambiental de la planta en la fase de construcción y montaje quedan expresados en la Figura 75.

Figura 75. **Histograma fase 1**



Fuente: elaboración propia.

El eje de las “X”, corresponde a la banda de rangos, los que están dentro de más / menos “E” pasando por la letra “N” la que en puntaje ambiental le corresponde el valor “0” y en la descripción de la banda de rangos se relaciona con los No cambios/status quo/No Aplicable. El eje de las “Y” se refiere a la cantidad de impactos observados dentro de cada categoría o componente ambiental.

El color negro identifica los impactos de las actividades del proyecto evaluados contra el componente ambiental físico - químico (FQ) y el gris medio corresponde a los impactos ambientales evaluados contra el componente ambiental biológico – ecológico (BE). Al componente sociológico - cultural (SC) le corresponde el color gris oscuro, en tanto que el componente económico - operacional (EO) está relacionado con el color gris claro.

En la Figura 75, se observa, en su orden, un primer impacto ambiental ubicado en la primera columna con cambios/impactos negativos significativos, banda de rangos –D, dentro del componente económico - operacional, color gris claro, código EO3 impactos sobre el comercio.

En la siguiente columna, se observan 3 impactos ambientales en la banda de rangos –A, los que implican cambios/impactos ligeramente negativos. Estos impactos están identificados, en color negro, como FQ1 “Contaminación por Aguas Servidas y Desechos Domésticos”, con una valoración de -7 puntos.

Por ejemplo, en la columna 5, está representado gráficamente un impacto ambiental en color gris claro y dentro de la Banda de Rangos de la letra “B” identificado como EO1 “Movilización de trabajadores no calificados y sus familias” con una valoración de 12 puntos, lo que indica que dicho impacto producirá “Cambios/Impactos Positivos”.

En la letra “D” del eje de las X, se observan en total 4 impactos ambientales que inducen cambios positivos significativos en el medio ambiente natural del proyecto.

El primero de ellos está relacionado con el componente ambiental Físico – Químico, en color negro, identificado como FQ2 Reducción de Emisiones de CO₂, el segundo con lo Sociológico – Cultural, color gris oscuro, SC1 Impacto visual de las vías de acceso y de las obras a construir.

Finalmente, se tienen dos impactos dentro del componente económico – operacional, identificados como E02 Alteración del tráfico en los caminos de acceso y daños a la infraestructura y el E06 Movilización de Recursos Financieros por inversión productiva.

Tabla XLII. Matriz de impactos fase 2 (operación de la planta)

Físico y químico componentes (FQ)

	Componentes	ES	RB	A1	A2	B1	B2	B3
FQ1	Impacto del tanque de compensación sobre el régimen de caudales, sobre los usos de la tierra y agua	-3	-A	1	-1	1	1	1
FQ2	Impacto de la oscilación del nivel del tanque de compensación sobre la estabilidad de las tierras del área de la ribera del río y el nivel freático	-3	-A	1	-1	1	1	1
FQ3	Impacto del tanque de compensación sobre el clima local	0	N	1	0	1	1	1
FQ4	Reducción de emisiones CO2	B1	E	3	3	3	3	3
FQ5	Manejo de la cuenca para asegurar agua	6	A	1	1	3	2	1

Biológico y ecológico componentes (BE)

	Componentes	ES	RB	A1	A2	B1	B2	B3
BE1	Impactos sobre la biota natural y sobre la salud humana	-18	-B	2	-1	3	3	3
BE2	Impacto en el calentamiento global	0	N	0	0	1	1	1

Sociológico y cultural componentes (SC)

	Componentes	ES	RB	A1	A2	B1	B2	B3
SC1	Impacto visual de la casa de máquinas, de las instalaciones anexas y de los depósitos de desechos	-9	-A	1	-1	3	3	3
SC2	Manejo sociocultural	3	A	1	1	1	1	1

Económico y operacional componentes (EQ)

	Componentes	ES	RB	A1	A2	B1	B2	B3
EO1	Impactos sobre el nivel de empleo, el comercio, la agricultura y la ganadería	36	D	2	2	3	3	3
EO2	Circulación de dinero por salarios	32	C	2	2	3	2	3
EO3	Mejor voltaje	32	C	2	2	3	2	3
EO4	Entrenamiento de personal operativo	18	B	2	1	3	3	3
EO5	Reserva de la zona	0	N	1	0	1	1	1

Fuente: elaboración propia.

Tabla XLIII. **Matriz de resultados, fase 2**

Resumen de puntaje											
Variedad	-108	-71	-35	-18	-9	0	1	10	19	36	72
	-72	-36	-19	-10	-1	0	9	18	35	71	108
Clase	-E	-D	-C	-B	-A	N	A	B	C	D	E
FQ	0	0	0	0	1	1	1	0	0	0	1
BE	0	0	0	1	2	1	0	0	0	0	0
SC	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0
EQ	0	0	0	0	0	0	0	1	2	1	0
Total	0	0	0	1	3	4	2	1	2	1	1

Fuente: elaboración propia.

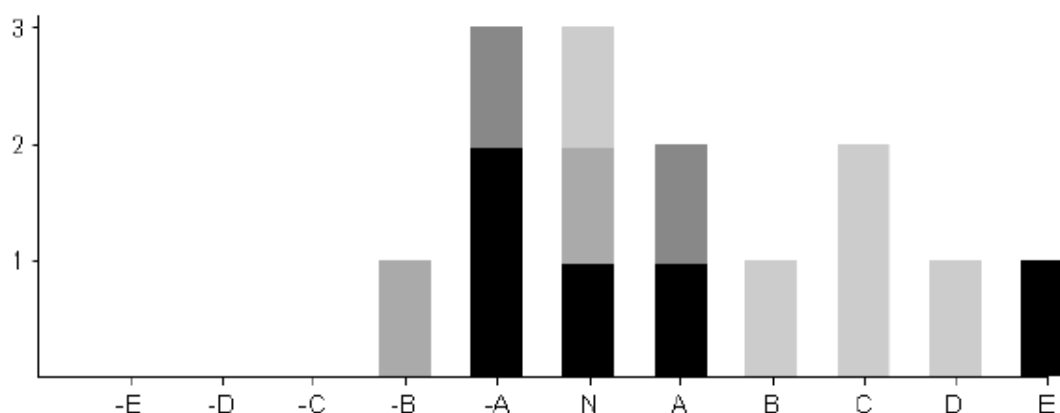
Interpretación

En este apartado, aplica el mismo criterio técnico de análisis en la evaluación de impacto ambiental de la fase de construcción montaje. En ambas fases (construcción y operación), las acciones derivadas del desarrollo del proyecto, impactan el medio ambiente, tanto de una forma negativa como positiva, en una forma directa o indirecta.

Los datos finales de la EIA en la fase de operación y mantenimiento, contenidos en la tabla matriz de resultados – fase 2, resumen de puntaje, se observa que los impactos están comprendidos dentro de la banda de rangos de las letras “-B”, cambios / impactos negativos, hasta la letra “E” cambios / impactos positivos mayores. En la columna “-A” de cambios / impactos ligeramente negativos, se identifican 3 impactos, dos del componente físico – químico, que son el FQ1 impacto del tanque de compensación sobre el régimen de caudales, sobre los usos de la tierra y el agua y sobre el paisaje, el FQ2 impacto de la oscilación del tanque de compensación sobre la estabilidad de las tierras del área de la ribera del río y el nivel freático y uno que se identifica como SC1 impacto visual de la casa de máquinas, de las instalaciones conexas y de los depósitos de desechos. Respectivamente, los impactos ambientales mencionados tienen una valoración de -3, -3 y -9 puntos, criterios que son indicadores de que la acción

impactante del proyecto en el componente ambiental mencionado, producirá cambios y/o impactos ligeramente negativos. En forma de gráfico, los resultados de la evaluación de impacto ambiental de la planta en la fase de operación y mantenimiento quedan expresados en la figura 76.

Figura 76. **Histograma, fase 2**



Fuente: elaboración propia.

De acuerdo a la Figura 76, el funcionamiento de la planta conlleva acciones que impactan el medio ambiente en condiciones que van desde impactos ligeramente positivos (columna A) a cambios / impactos positivos mayores (columna E).

En su orden, los impactos ambientales identificados en la columna A corresponden a los componentes ambientales físico – químico, FQ5 manejo de la cuenca para asegurar el agua y sociológico – cultural, SC2 manejo sociocultural, en cada caso la puntuación ambiental es de 6 y 3 puntos, lo cual es un indicador de que los efectos ambientales originados por el funcionamiento de la subestación, en dichos componentes, son ligeramente positivos.

En términos globales, la operación y el mantenimiento de la planta, genera en total 14 impactos ambientales, de los cuales 5 producen cambios físicos –

químicos, 2 afectan el ambiente biológico – ecológico, 2 se relacionan directamente con lo sociológico – cultural y 5 están asociados con lo económico – operacional.

En tanto que uno genera cambios / impactos positivos mayores, 1 produce cambios / impactos positivos significativos, 2 inducen cambios positivos moderados, 1 cambios positivos, 2 inducen a cambios / impactos ligeramente positivos y 3 impactos no son aplicables.

Por su parte, un impacto corresponde a cambios negativos en el medio ambiente natural y 3 impactos afectan los cambios ambientales en una forma ligeramente negativa.

Reducción anual de emisiones al ambiente:

La generación distribuida en el circuito La Tinta con una potencia instalada de 2 MW tipo hidráulica exportaría anualmente 10,512 MWh, comparada con energía no renovable en dos tipos de escenarios, los resultados obtenidos en *RETScreen* de la reducción anual de emisiones al ambiente se muestran en la siguiente tabla:

Tabla XLIV. Estimación de la reducción anual de emisiones de CO2 implementando generación distribuida en el circuito La Tinta

Escenario	Tipo de Combustible	tCO₂	Barriles de Petróleo no Consumido
1	Carbón	10,027.4	23,319.5
2	Petróleo	8,373.2	19,472.5

Fuente: elaboración propia.

4.1 Discusión de resultados

Estudio técnico

En el análisis técnico para evaluar el estado de la red de distribución se procedió a simular el alimentador en dos escenarios: con y sin generación distribuida.

El nivel de voltaje de la red es un factor muy importante, determina el correcto funcionamiento de los equipos eléctricos; es por ello que se establecen normas y regulaciones que se deben cumplir por parte de las empresas distribuidoras o encargadas de suministrar energía eléctrica, estas normas o regulaciones establecen límites máximos y mínimos dentro del cual debe mantenerse el voltaje de la red.

Las regulaciones emitidas por el ente regulador del sector eléctrico guatemalteco CNEE están basados en la norma técnica del servicio de distribución –NTSD– específicamente en el artículo 24, por lo tanto para el presente investigación se toma como límites de voltaje para la red de distribución de media tensión La Tinta como rural, las tolerancias son del $\pm 7\%$ del voltaje nominal de la red. El voltaje nominal de la red de fase-tierra es 7,92 kV por lo tanto el nivel de voltaje máximo se establece en 8,4 kV y el valor mínimo en 7,3 kV.

En el análisis de la red de distribución sin generación distribuida arroja resultandos como nivel máximo de voltaje 7,92 kV en la salida de la subestación; y como mínimo 7,29 kV en el fin de línea. Los resultados se encuentran en niveles aceptables.

Ahora en el análisis de la red de distribución con generación distribuida con una potencia de 2 MW arroja como resultado como nivel máximo de voltaje 8,79 kV en la salida del GDR; y como nivel mínimo 7,92 kV en la salida de la Subestación. Los resultados máximos son alarmantes, ya que sobrepasa en un 4% el límite máximo permitido en norma.

Además, la subestación Telemán se ve severamente afectada en su factor de potencia, debido a la reducción drástica de demanda de potencia activa, la cual es suministrada por el GDR.

El factor de potencia es una relación aritmética entre las potencias activas y reactivas, la red de distribución La Tinta sigue demandando iguales montos de ambas potencias, sin embargo, al existir dos fuentes de potencia activa y una sola de potencia reactiva, y auditar la relación entre ambas potencias en una sola de esas fuentes, el factor de potencia resultante está totalmente fuera de rango a pesar que la demanda del circuito La Tinta no ha cambiado.

Cabe resaltar que en la tabla Tabla XVIII (Características de pararrayos) del capítulo 3, se describen los datos técnicos de los pararrayos instalados en el circuito La Tinta; el dato crítico es la Tensión Máxima de servicio continuo la cual es 8,4 kV ya que el circuito La Tinta tiene un voltaje nominal de 13,8 kV fase-fase. Estos pararrayos se instalan en todos los transformadores de distribución y en puntos estratégicos a lo largo de la línea de media tensión específicamente para protección contra descargas atmosféricas y trasciendes de voltaje.

Como se tuvo a bien describir anteriormente cuando el GDR opere a su máxima capacidad los niveles de voltaje en la salida del GDR sobrepasará los 8,4 kV, el cual es el voltaje máximo que los pararrayos pueden operar en régimen permanente, eso ocasionará la completa destrucción del pararrayos dejando vulnerable la red de distribución La Tinta hasta distancias de más de media línea.

Estudio Financiero

En el estudio financiero lo trascendental es demostrar que el proyecto del GDR es rentable a través de la estimación de los ingresos por ventas de electricidad, los recursos financieros necesarios para la inversión y los costos y gastos que resulten de la operación de la central hidroeléctrica.

El *software RETSCREEN* permitió formular las proyecciones de los costos y gastos, paralelamente las proyecciones de los ingresos, es decir, los recursos financieros que recibirá la central generadora por la venta de energía eléctrica. Las proyecciones de los ingresos por venta de energía eléctrica se han formulado considerando la generación anual de electricidad calculada por el software en 10,512 MWh y el precio al que se venderá dicha energía producida, el que para los efectos mencionados se calculó en \$1, 051,200.00.

En lo que concierne a inversión para la infraestructura del proyecto hidroeléctrico, las obras civiles juntamente con el equipo electromecánico son el componente de mayor valor con un 83.3 % del costo total, el cual es \$6,092,000.00 del presupuesto de inversiones.

La evaluación financiera reúne los resultados de todos los componentes del estudio de prefactibilidad con el objeto de demostrar su viabilidad. Los resultados son positivos y consideran los flujos netos de efectivo tanto del proyecto como para el inversionista. Para este efecto, el indicador financiero calculado TIR 15,6 % en este caso, la tasa de rendimiento interno que calculo RETSCREEN es superior a la tasa mínima de rentabilidad exigida a la inversión por lo que el proyecto es aceptable.

El análisis del punto de equilibrio como método de planificación financiera tiene por objeto proyectar el nivel de ingresos por venta de energía eléctrica que

necesita el proyecto para colocarse en un punto de empate, en el que el desarrollo de las operaciones relacionada con ingresos por ventas de energía eléctrica, absorbe en su totalidad los costos variables y los costos fijos. *RETSCREEN* cálculo que el punto de equilibrio será en 7,6 años, el cual se logra exportando a la red 10,512 MWh a la red utilizando durante el año en promedio 60 % (1200 kW) de la capacidad instalada de la planta.

En lo que corresponde a las pérdidas técnicas en la red de distribución se tiene un sobre costo de \$292,540.04 anuales, costo que asume la empresa de distribución de energía eléctrica por permitir al GDR evacuar la potencia en la red de distribución La Tinta. El costo de perdidas eléctricas en el circuito de media tensión La Tinta si se ve severamente afectado, se eleva 21.57 veces más, ya que la demanda del circuito es menor a la oferta (2000 kw) de la central hidroeléctrica.

Estudio de Impacto Ambiental

Con la realización del estudio de evaluación de impacto ambiental (EIA) es posible contribuir a resolver los problemas de suministro de energía con el mínimo daño posible al medio natural y a las actividades sociales, económicas y culturales propias del área en la que se desarrollará el proyecto hidroeléctrico. El EIA constituye en la actualidad una de las herramientas de planificación más efectivas en el desarrollo de cualquier tipo de proyecto.

El que se ha presentado muestra cuáles son los principales problemas ambientales reales generados por la construcción, montaje y operación del GDR, las condiciones ambientales del área de influencia directa y de la gestión ambiental que pueda darse con el objetivo principal de lograr un equilibrio entre ambiente y desarrollo.

Asimismo, se ha elaborado una matriz para cada fase (construcción y operación) en la que se presentan los impactos y los componentes ambientales, a los que se les ha asignado un valor en función de los criterios de evaluación de impacto ambiental.

Con respecto a la emisión de CO₂ al ambiente, los cálculos de *RETSCREEN* muestran que integrando la GDR en el circuito La Tinta se dejarían de emitir 8,373.2 tCO₂ si se utilizaran derivados del petróleo y 10,027.4 tCO₂ si se utilizará carbón como fuente de energía.

Finalmente se han desarrollado el plan de gestión ambiental, el cual considera las medidas de mitigación apropiadas, así como el monitoreo ambiental con énfasis en calidad del agua, meteorología y morfología y el plan de contingencia necesario para prevenir y controlar los riesgos ambientales y los potenciales accidentes que podrían derivarse de la construcción y funcionamiento del GDR.

CONCLUSIONES

1. La conexión de la Generación Distribuida (2 MW) al circuito de media tensión 13.8 kV La Tinta en las condiciones actuales de demanda, provoca flujo de carga inverso, es decir, con la conexión de la Generación Distribuida se entrega potencia activa a la Subestación Telemán, y por lo consiguiente, deterioro del factor de potencia.
2. Con la conexión de la Generación Distribuida a su máxima capacidad (2 MW) el perfil de voltaje a lo largo del circuito La Tinta mejora, pero provoca que los niveles de tensión en los nodos cercanos al punto de conexión y en las barras de la Subestación de la Generación Distribuida sobrepase el valor de 7 % normado por la CNEE.
3. La Generación Distribuida influye negativamente en cuanto se refiere a las pérdidas técnicas (efecto joule), al conectar la Generación Distribuida a media capacidad (1 MW) el circuito La Tinta experimenta un 430 % de aumento.
4. Desde el punto de vista financiero, el proyecto de Generación Distribuida instalado en el circuito 13,8 kV La Tinta presenta un beneficio positivo con una tasa interna de retorno de 15.6 % anual haciendo que la inversión tenga un tiempo de recuperación de 7,6 años. Básicamente lo anterior se debe a la baja relación entre el costo del proyecto y su producción que alcanza \$1, 051,200.00 anualmente, para una capacidad instalada de 2 MW que produce 10,512 MWh /año.

5. Con la conexión de la Generación distribuida renovable en el circuito La Tinta, se dejarían de emitir al medio ambiente anualmente 8,373.2 tCO₂, lo cual representa un ahorro de 19,472.5 barriles de petróleo no consumido en la generación de energía eléctrica.

RECOMENDACIONES

1. Realizar un rediseño de la línea de distribución entre la Subestación Telemán y el punto de conexión de la Generación Distribuida, con el objetivo de reducir la impedancia del enlace, lo que ameritará el cambio de sección del conductor; esto ayudará a tener mejor regulación de voltaje y reducción de sobretensiones en el punto de inyección de energía.
2. Realizar un estudio sobre la confiabilidad sobre la conexión de Generación Distribuida en el circuito de media tensión 13.8 kV La Tinta. También debe hacerse un estudio sobre las protecciones y coordinación de protecciones del circuito La Tinta.
3. Para que se aproveche de manera eficiente la inyección de energía en el circuito de distribución La Tinta, se recomienda que la Generación Distribuida se acople a la curva de carga del circuito La Tinta, tratando de igualar la oferta y la demanda. Con esto se reducirán las pérdidas en la red de distribución, así como un mejor factor de potencia y lo principal; los niveles de tensión se mantendrán en los rangos establecidos por la CNEE sin ningún impacto negativo al usuario final.
4. La construcción de proyectos de energía renovables como hidroeléctricas, suponen también una modificación de los hábitats, por lo que es recomendable que un grupo multidisciplinario de expertos en la materia realicen la evaluación y diseño adecuado, salvaguardando las superficies protegidas. Por lo que el Ministerio de Ambiente debe certificar fehacientemente el diseño para minimizar los impactos que puedan generar dichos proyectos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

IMCYC . (2009). *Construcción y Tecnología*. Obtenido de <http://www.imcyc.com/revistacyt/enero10/tecnologia.htm>

Cayo, L. A. (Junio de 2015). Análisis de Confiabilidad de Sistemas de Distribución Eléctrica con Penetración de Generación Distribuida. Quito, Ecuador.

CNEE. (25 de marzo de 2017). Obtenido de www.nrcan.gc.ca

CNEE, C. N. (2014). *Norma Técnica de Generación Distribuida Renovable*. Guatemala.

Comision Nacional de Energía Eléctrica. (2015). *Informe Estadístico de Mercado 2014*. Obtenido de www.cnee.gob.gt/xhtml/memo/Informe%20estadistico%202015.pdf

Comité Técnico ISO/TC 207. (1996). *Norma Internacional ISO 14001* . Obtenido de Norma Internacional ISO : www.iso.org

CONAP. (2013). *Implementación del Convenio sobre la Diversidad Biológica en Guatemala: Logros y Oportunidades*. Guatemala.

Congreso de la República de Guatemala. (1996). *Ley General de Electricidad*. Guatemala.

Construmática. (09 de Enero de 2017). <http://www.construmatica.com>. Obtenido de <http://www.construmatica.com/construpedia/Biomasa>

Dysonn, M. B. (2003). *Caudal, Elementos esenciales de los caudales ambientales*. San José Costa Rica: UICN.

ECURED. (06 de enero de 2017). www.ecured.cu. Obtenido de https://www.ecured.cu/Energ%C3%ADa_renovable

Electrisol. (2017). *Energías renovables*. Obtenido de <http://www.electrisol.com/v2/index.php/acerca-de/energia-renovables>

Fundación Gas Natural. (2011). *Energía y Ambiente. La microgeneración. Que es la microgeneración?*

Garnica, Y. A. (23 de febrero de 2012). *Alternativa Para Reducir El Impacto Ambiental*. Obtenido de <http://www.redjbm.com/catedra/index.php/tecnologia/23-energias-renovables>

Guatemala, A. B. (16 de agosto de 2016). <http://abg.org.gt>. Obtenido de abg.org.gt/web2014/wp-content/.../SECTOR-8-ELECTRICO-diciembre-2016.pdf

Guatemala, A. B. (16 de agosto de 2016). <http://abg.org.gt>. Obtenido de <http://abg.org.gt/pdfs/junio2014/electrico0614.pdf>

Guatemala., C. d. (1997). *Acuerdo Gubernativo Número 256-97 Reglamento de la Ley General de Electricidad*. Guatemala.

<http://www.cesinel.com>. (17 de Octubre de 2017). Obtenido de <http://www.cesinel.com/armonicos-y-perturbaciones-de-red-en-sistemas-trifasicos-de-distribucion/>

<http://www.mem.gob.gt>. (2018). Obtenido de <http://www.mem.gob.gt/wp-content/uploads/2018/07/Estad%C3%ADsticas-Subsector-El%C3%A9ctrico.pdf>

<https://www.banguat.gob.gt>. (2018). Obtenido de <https://www.banguat.gob.gt/estaeco/boletin/envolver.asp?karchivo=boescu50>

IBERDROLA. (2012: 3.). *Efectos ambientales de la producción y distribución de energía eléctrica: Acciones para su control y corrección.*

International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection. (1998). *Recomendaciones para limitar la exposición a campos eléctricos, magnéticos y electromagnéticos (Hasta 300 Hz)*. Obtenido de <http://www.icnirp.org/cms/upload/publications/ICNIRPemfgdlesp.pdf>

López Lezama, J. M. (2009). *Ubicación y Dimensionamiento Óptimo de la Generación Distribuida en Sistmas de Energía Eléctrica.*

MEM, M. d. (2014). *Planes Indicativos de Generación y Transmisión*. Guatemala. Ministerio de Energía y Minas. (2018). Obtenido de <http://www.mem.gob.gt>

Natural Resources Canada. (1 de 2017). *RETScreen*. Obtenido de www.nrcan.gc.ca/energy/software-tools

Pacheco., H. F. (2010). *Adecuación de la Generación Distribuida en los Sistemas de Distribución Actual.*

PNUMA. (2010). <http://www.pnuma.org/>. Obtenido de <http://www.pnuma.org/aguamiaac/SUBREGIONAL%20MESO/MATERIAL%20ADICIONAL/PRESENTACIONES/PONENTES/Tema%202%20%20Herramientas%20para%20MIAAC/Balance%20Hidrico%20y%20Caudal%20Ecologico%20%20M%20Hernandez/Balance%20Hidrico.pdf>

Prensa Libre. (Junio de 2017). *Leña cubre 55% del consumo energético del país.* Obtenido de <http://www.prensalibre.com/economia/economia/lea-cubre-55-del-consumo-de-energia>

Ren 21. (2010). *Informe mundial de las Energías Renovables.*

Renovables, A. d. (2014). *Impactos Ambientales de la Producción de Electricidad. Estudio comparativo de ocho tecnologías de generación eléctrica.* Madrid, España.: Ministerio de Ciencia y Tecnología.

Solar Energy Projects S.A.C. (2009). *Proyectos de Energía Solar.* Obtenido de http://sepsac.xpg.uol.com.br/index_archivos/Page401.htm

UNE-EN 50160. (1994). *Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución.*

Universidad de Navarra. (8 de enero de 2017). <http://www4.tecnun.es>. Obtenido de <http://www4.tecnun.es/asignaturas/Ecologia/Hipertexto/07Energ/140EnHidro.htm>

Universidad de Navarra Tecnun. (1998). *Ciencias de la Tierra y Medio Ambiente*.

Obtenido de

<http://www4.tecnun.es/asignaturas/Ecologia/Hipertexto/07Energ/140EnHidro.htm>

www.hardydiesel.com. (25 de enero de 2017). Obtenido de

<http://www.hardydiesel.com/generator-fuel-consumption-calculator.html>

ANEXOS

LISTA DE ACRÓNIMOS

AMM	Administrador del Mercado Mayorista
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
CONAP	Consejo Nacional de Áreas Protegidas
EIA	Evaluación de Impacto Ambiental
FEB	Frecuencia extremadamente baja
GD	Generación distribuida
GDR	Generación distribuida renovable
INDE	Instituto Nacional de Electrificación
LCOE	Costo nivelado de electricidad
MAEI	Monitoreo ambiental
MARN	Ministerio de Ambiente y Recursos Naturales.
MEM	Ministerio de Energía y Minas
NTGDR	Norma Técnica para la Conexión, Operación, Control y Comercialización de la Generación Distribuida Renovable
NTSD	Norma Técnica del Servicio de Distribución
NTDROID	Norma Técnica de Diseño y Operación de Instalaciones de Distribución
PNUMA	Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SGA	Sistema de Gestión Ambiental
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central
SNI	Sistema Nacional Interconectado
SSEE y S/E	Subestación Eléctrica
STEE	Servicio de Transporte de Energía Eléctrica